

Masterarbeit  
Theoretisch

# Charakterisierung der thermo-mechanischen Belastungen eines Parabolrinnen-Solarkraftwerks

Aina Rosselló Robert

MA107  
2015/08





Deutsches Zentrum  
für Luft- und Raumfahrt



Technische Universität München

# Charakterisierung der thermo-mechanischen Belastungen eines Parabolrinnen-Solarkraftwerks

## Masterarbeit

vorgelegt von

Aina Rosselló Robert

Matrikelnummer: 03650528



## Lehrstuhl für Energiesysteme

Betreuer der Arbeit: Dipl.-Ing. Andreas Kohlhepp  
Dipl.-Ing. Christoph Wieland  
Technische Universität München  
Lehrstuhl für Energiesysteme

Dipl.-Ing. Jan Fabian Feldhoff  
DLR Stuttgart  
Institut für Solarforschung

Ausgegeben: 01.04.2015  
Abgegeben: 03.08.2015



# Eidesstaatliche Erklärung

Hiermit versichere ich, die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Hilfe Dritter angefertigt zu haben. Gedanken und Zitate, die ich aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommen habe sind als solche kenntlich gemacht. Diese Arbeit hat in gleicher oder ähnlicher Form noch keiner Prüfungsbehörde vorgelegen und wurde bisher nicht veröffentlicht.

Ich erkläre mich damit einverstanden, dass die Arbeit durch den Lehrstuhl für Energiesysteme der Öffentlichkeit zugänglich gemacht werden kann.

\_\_\_\_\_, den \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Unterschrift

Until forever comes you'll find us chasing the sun.

*The Wanted*

# Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand im Rahmen meiner studentischen Tätigkeit am Institut für Solarforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt (DLR) in Stuttgart.

Mein besonderer Dank gilt meinem Betreuer Dipl.-Ing. Fabian Feldhoff vom DLR Stuttgart für das mir entgegengebrachte Vertrauen und seine hervorragende Begleitung während dieser Arbeit. Seine Hilfestellungen und die fördernde Diskussionen haben mich sehr bei der Realisierung der Aufgaben unterstützt. Bei Dipl.-Ing. Ralf Uhlig möchte ich mich für seine Unterstützung bei den numerischen Simulationen mit dem FEM-Programm ANSYS bedanken, welche maßgeblich zum Gelingen der Arbeit beigetragen hat. Weiterhin danke ich allen Kollegen am DLR für die angenehme und freundschaftliche Zusammenarbeit.

Ein besonderer Dank gehört auch meinem Betreuer Dipl.-Ing. Andreas Kohlhepp und Herrn Dipl.-Ing. Christoph Wieland vom Lehrstuhl für Energiesysteme der TUM für die gebotene Möglichkeit meine Masterarbeit in Stuttgart durchzuführen. Für die durchgeführten konstruktive Gespräche und die daraus resultierende richtungsweisende Anregungen bin ich sehr dankbar.

Meinen Mitbewohnern möchte ich für die angenehme Zeit in Stuttgart danken. Insbesondere gilt mein Dank an Maïke Burkhardt, die sich für die erste Überarbeitung hinsichtlich Fehlerkorrektur bereit erklärt hat.

Mit dieser Arbeit endet sowohl mein Diplom in Maschinenbau in Barcelona als auch mein Master in Energie- und Prozesstechnik in München. Ich danke meinen Freunden aus Sant Feliu de Llobregat für deren Unterstützung während der Zeit des Studiums unabhängig von der Entfernung der letzten Jahre. Meinen Freundinnen an der Uni in Barcelona danke ich für die angenehme Studienzeit dort und die erfreulichen Besuche in München und in Stuttgart. Des Weiteren freue ich mich sehr über die neuen Freundschaften, die ich in München und in Stuttgart geschlossen habe, mit denen ich eine sehr amüsante Zeit in Deutschland verbracht habe. Sehr herzlich danke ich schließlich meiner Familie für deren Beistand in stressigen Zeiten, den ich sehr wertschätze, und deren bedingungslose Unterstützung im Laufe meines Studiums.

Stuttgart, August 2015

Aina Rosselló





## Kurzfassung

Um die Wirtschaftlichkeit und die Effizienz der Parabolrinnen-Solkraftwerke zu verbessern, wird die Direktverdampfung als Ersatz für die mit Thermoöl betriebenen Kraftwerke untersucht. Die Umsetzbarkeit des Rezirkulationskonzeptes wurde mit der Inbetriebnahme der Kraftwerke PE-2 und TSE-1 nachgewiesen. Zur weiteren Kostenreduktion wird das Durchlaufkonzept näher betrachtet, bei dem kein fester Verdampfungsendpunkt vorhanden ist. Ziel dieser Arbeit ist es, zu analysieren, inwiefern die zyklierenden thermischen Spannungen aufgrund Schwankungen in der solaren Einstrahlung eine Reduktion der Lebensdauer der Receiverrohre verursachen. Dazu wird eine Spannungsanalyse im Überhitzerbereich und in der Verdampfungsendzone durchgeführt und eine Methodik zur Lebensdauerabschätzung aufgestellt. Die sich ergebenden Belastungen an beiden Orten weisen auf Dauerfestigkeit hin, sodass keine signifikante Reduktion der Lebensdauer vorliegt. In der aufgestellten Methodik werden Störungsklassen der Einstrahlung berücksichtigt, die für die Regelung des Kraftwerks erstellt wurden. Ein Aspekt, der zu untersuchen bliebe, ist somit eine geeignetere Anpassung dieser Störungsklassen bezüglich der thermischen Belastungen des Rohres. Des Weiteren ist aufgrund der unkritischen Belastungen im Solarfeld die Untersuchung kostengünstiger Speichermöglichkeiten notwendig, damit die Direktverdampfung mit Thermoöl-Kraftwerken mit großen Speicherkapazitäten langfristig konkurrieren kann.

**Schlagwörter:** Direktverdampfung, Durchlaufkonzept, Solarthermische Kraftwerke, thermo-mechanische Spannungen, Lebensdauer, Receiver

## Abstract

Nowadays, direct steam generation is considered in parabolic trough plants as an alternative to synthetic oil to improve the cost effectiveness and the efficiency of the plant. The feasibility of the recirculation mode was proofed by the commissioning of the PE-2 and TSE-1 power plants. Nevertheless, the once-through mode, which doesn't count with a constant endpoint of evaporation, is to be analyzed for further cost reduction. The aim of this work is to determine the effect on the receiver's life time of the cycling thermal stresses caused by fluctuating irradiation. Firstly, a stress analysis in the superheating and the end of evaporation section is performed. Afterwards, a methodology for the estimation of the receiver's life time is presented. Disturbance classes of the irradiation, based on the control of the plant, are used in the methodology. An adaptation of these disturbance classes concerning thermal loads should be analyzed in future studies. However, the results of the stress analysis point out that no significant life time reduction takes place. Therefore, thermal storage development for direct steam generation is to be studied in detail for competing against synthetic oil plants in the long run.

**Key Words:** Direct steam generation, once-through mode, solar thermal power plants, thermo-mechanical loads, life time, receiver

# Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis .....	V
Tabellenverzeichnis .....	XI
Abkürzungsverzeichnis .....	XIV
Notation .....	XVI
1      Einleitung .....	1
1.1    Motivation .....	1
1.1    Aufgabenstellung .....	1
1.2    Gliederung der Arbeit .....	2
2      Stand des Wissens .....	3
2.1    Parabolrinnen-Solarkraftwerke .....	3
2.1.1    Aufbau eines Parabolrinnen-Solarkraftwerkes .....	4
2.1.2    Schaltungskonzepte der Direktverdampfung .....	6
2.1.3    DISS-Anlage .....	8
2.2    Thermohydraulische Grundlagen .....	10
2.2.1    Strömungsformen .....	10
2.2.2    Wärmeübergangskoeffizient .....	14
2.3    Lebensdauerabschätzung für Ermüdungsbeanspruchung .....	17
2.3.1    Richtlinien und Normen .....	17
2.3.2    Bisherige Analysen im Überhitzerbereich .....	18
2.3.3    Bisherige Analysen in der Verdampfungszone .....	19
3      Spannungsanalyse im Überhitzerbereich .....	21
3.1    Randbedingungen .....	21
3.1.1    Solare Einstrahlung .....	21
3.1.2    Fluidtemperatur .....	22
3.1.3    Kollektortyp .....	24
3.1.4    Nominalfall .....	25
3.2    Sensitivitätsbetrachtungen .....	28
3.2.1    Netzqualität .....	28

---

3.2.2	Auflösung .....	31
3.2.3	Einfluss des Innendruckes .....	32
3.2.4	Einfluss des Massenstromes.....	34
3.2.5	Einfluss der Jahreszeit .....	35
3.2.6	Identifikation der kritischsten Orte .....	36
3.3	Ergebnisse .....	37
4	Spannungsanalyse in der Verdampfungszone .....	39
4.1	Stationäre Simulation .....	39
4.1.1	Randbedingungen in der Verdampfungszone.....	39
4.1.2	Ermittlung des Wärmeübergangskoeffizienten .....	40
4.1.3	Ergebnisse .....	42
4.2	Transiente Simulation.....	43
4.2.1	Vergleich des transienten und des stationären Modells.....	43
4.2.2	Netzqualitätsstudie des transienten Modells.....	46
4.2.3	Berücksichtigung von Schichtenströmung .....	49
4.2.4	Simulationen mit Schichtenströmung .....	52
4.2.5	Simulationen von Überhitzung in Ringströmung .....	65
4.2.6	Ergebnisse .....	69
5	Methodik zur Lebensdauerabschätzung .....	71
5.1	Ermittlung der Spannungskollektive .....	71
5.1.1	Ermittlung der Spannungsverläufe der Lastklassen.....	71
5.1.2	Speicherung der Extremwerte .....	72
5.1.3	Lastwechselzählung .....	73
5.1.4	Berücksichtigung der Restextremwertfolge .....	75
5.2	Ermüdungsbeanspruchung .....	77
5.2.1	Maßgebende Spannungsschwingbreite .....	77
5.2.2	Zulässige Lastspielzahl .....	79
5.2.3	Berechnung der Ermüdungsschädigung .....	81
5.3	Berechnung der Lebensdauer .....	82
5.3.1	Klasseneinordnung anhand der Jahreseinstrahlung.....	82

5.3.2	Lebensdauerermittlung aus jährliche Ermüdungsschädigung .....	86
5.4	Beispiel anhand Referenzkraftwerk .....	86
5.4.1	Beschreibung des Referenzkraftwerkes.....	87
5.4.2	Anwendung der Methodik .....	88
5.4.3	Diskussion der Ergebnisse .....	95
6	Zusammenfassung und Ausblick .....	96
6.1	Zusammenfassung .....	96
6.2	Ausblick .....	97
	Literaturverzeichnis .....	i
	Anhang .....	v

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Parabolrinnen-Kollektor auf der PSA.....	3
Abbildung 2.2: Aufbau eines Receivers [1].....	4
Abbildung 2.3: Schaltbild eines Parabolrinnen-Solarkraftwerks mit Thermoöl [8].....	4
Abbildung 2.4: Schaltbild eines Parabolrinnen-Solarkraftwerks mit HDV [8] .....	5
Abbildung 2.5: Schaltungskonzepte der Direktverdampfung nach [4] .....	6
Abbildung 2.6: Schaltungsmöglichkeiten der Direktverdampfung nach [9] .....	7
Abbildung 2.7: Schema der DISS-Anlage in Durchlaufkonfiguration [3] .....	8
Abbildung 2.8: Verteilung der Temperatursensoren entlang der Kollektoren .....	9
Abbildung 2.9: Anordnung der Thermoelemente an einem Rohrquerschnitt [15]	10
Abbildung 2.10: Strömungsformen im horizontalen Rohr nach [2] .....	11
Abbildung 2.11: Strömungsformenkarte nach [17], [18] .....	12
Abbildung 2.12: Minimaler Massenstrom für ein horizontales und ein um 4° geneigtes Rohr [19] .....	13
Abbildung 2.13: Neigung eines Kollektors um 4° [19].....	14
Abbildung 2.14: Rohrquerschnitt mit Einphasenströmung.....	14
Abbildung 2.15: Schichtenströmung mittags (links) und vor-/nachmittags (rechts).....	15
Abbildung 2.16: Nomenklatur der Lastkollektive [7].....	20
Abbildung 3.1: Einstrahlung mit Hülle (links) und normierte Einstrahlung (rechts) [14].....	21
Abbildung 3.2: Störungsklassen nach [14] .....	22
Abbildung 3.3: erweiterte <i>Moving Boundary Model</i> [31] .....	23
Abbildung 3.4: Wärmeflussdichteprofil EuroTrough Kollektor.....	24
Abbildung 3.5: Wärmeaustausch mit Fluid durch Strömungsfaden .....	26
Abbildung 3.6: Lagerung des Absorberrohres .....	27
Abbildung 3.7: Diskretisierung des FE-Modells [35] .....	27
Abbildung 3.8: Einfluss der Verfeinerung des Netzes über die Wandstärke .....	29
Abbildung 3.9: Einfluss der Verfeinerung des Netzes über die Länge.....	29
Abbildung 3.10: Einfluss der Verfeinerung des Netzes über den Umfang.....	30

Abbildung 3.11: Einfluss der Auflösung bei Störungsklasse G .....	32
Abbildung 3.12: Einfluss des Innendruckes bei Störungsklasse E .....	33
Abbildung 3.13: Einfluss des Massenstromes bei Störungsklasse H .....	34
Abbildung 3.14: Einfluss der Jahreszeit bei Störungsklasse K .....	35
Abbildung 3.15: Einfluss der DNI auf die Spannung.....	36
Abbildung 3.16: Temperatur und Spannung über den Umfang an der Innen- und Außenwand für Fluidtemperatur von 400°C, Dampfmassenstrom von 0,84 kg/s, Wärmeübergang von 1270 W/(m <sup>2</sup> K) und Einstrahlung von 860 W/m <sup>2</sup> .....	36
Abbildung 3.17: Spannungsunterschied über den Umfang an der Innen- und Außenwand bei Anstieg der Einstrahlung von 490 auf 860 W/m <sup>2</sup> für Fluidtemperatur von 400°C, Dampfmassenstrom von 0,84 kg/s und Wärmeübergang von 1270 W/(m <sup>2</sup> K) (links) mit Detailansicht (rechts).....	37
Abbildung 4.1: Funktionstage der Thermoelemente [15] .....	41
Abbildung 4.2: VEP-Verlauf im ungeregelten Betrieb am 22.07.2013 [15] .....	42
Abbildung 4.3: Spannungsverlauf am 22.07.2013 .....	42
Abbildung 4.4: Spannungsvergleich an der inneren Rohrwand bei Ringströmung und 800 W/m <sup>2</sup> .....	44
Abbildung 4.5: Transiente Simulation eines Anstiegs der Einstrahlung von 490 auf 860 W/m <sup>2</sup> in 45 s im Überhitzer für Fluidtemperatur von 400°C, Dampfmassenstrom von 0,84 kg/s und Wärmeübergang von 1270 W/(m <sup>2</sup> K).....	45
Abbildung 4.6: Einfluss der Verfeinerung des Netzes über die Wandstärke im transienten Modell.....	46
Abbildung 4.7: Einfluss der Verfeinerung des Netzes über die Länge im transienten Modell.....	47
Abbildung 4.8: Einfluss der Verfeinerung des Netzes über den Umfang im transienten Modell.....	47
Abbildung 4.9: Maximale T-Differenz in Abhängigkeit von $\phi$ für 30° Nachführung, Fluidtemperatur von 400°C, DNI von 860 W/m <sup>2</sup> , Massenstrom von 1,49 kg/s und Wärmeübergangskoeffizient von 2055 W/(m <sup>2</sup> K).....	49
Abbildung 4.10: Aus Simulation abgeleiteter Benetzungswinkel (oben) und gemessene Temperaturgradienten (unten) am 25.07.2013 bei z = 762 m.....	50
Abbildung 4.11: T-Verteilung am 25.07.2013 um 12:24, 12:20 und 12:39 Uhr bei z = 762 m .....	51
Abbildung 4.12: Temperatursensoren vormittags bei 30° Nachführung .....	52

Abbildung 4.13: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei $S \rightarrow R$ und $800 \text{ W/m}^2$ .....	54
Abbildung 4.14: Maximaler Temperaturgradient bei $S \rightarrow R$ und $800 \text{ W/m}^2$ .....	54
Abbildung 4.15: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Außenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 3 s .....	56
Abbildung 4.16: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Außenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	56
Abbildung 4.17: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Innenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 3 s .....	57
Abbildung 4.18: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Innenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	57
Abbildung 4.19: Maximaler Temperaturgradient an der Außenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 3 s .....	58
Abbildung 4.20: Maximaler Temperaturgradient an der Außenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	58
Abbildung 4.21: Maximaler Temperaturgradient an der Innenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 3 s .....	59
Abbildung 4.22: Maximaler Temperaturgradient an der Innenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	59
Abbildung 4.23: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Außenwand bei 1,5 Zyklen von $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	61
Abbildung 4.24: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Innenwand bei 1,5 Zyklen von $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	61
Abbildung 4.25: Maximaler Temperaturgradient an der Außenwand bei 1,5 Zyklen von $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	62
Abbildung 4.26: Maximaler Temperaturgradient an der Innenwand bei 1,5 Zyklen von $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	62
Abbildung 4.27: Einfluss der $\ddot{U}H$ -Temperatur auf die Spannung außen (links) und innen (rechts) bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 3 s .....	63
Abbildung 4.28: Einfluss der $\ddot{U}H$ -Temperatur auf T-Gradient außen (links) und innen (rechts) bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 3 s .....	64
Abbildung 4.29: Einfluss der DNI auf die Spannung außen (links) und innen (rechts) bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	65
Abbildung 4.30: Einfluss der DNI auf T-Gradient außen (links) und innen (rechts) bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ in 30 s .....	65
Abbildung 4.31: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Außenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow R$ .....	66

Abbildung 4.32: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Innenwand bei $\ddot{U}H \rightarrow R$ .....	67
Abbildung 4.33: Maximaler Temperaturgradient an der Außen- (links) und Innenwand (rechts) bei $\ddot{U}H \rightarrow R$ .....	67
Abbildung 4.34: Einfluss der $\ddot{U}H$ -Temperatur auf die Spannung außen (links) und innen (rechts) bei $\ddot{U}H \rightarrow R$ in 1 s .....	68
Abbildung 4.35: Einfluss der $\ddot{U}H$ -Temperatur auf T-Gradient außen (links) und innen (rechts) bei $\ddot{U}H \rightarrow R$ in 1 s .....	68
Abbildung 4.36: Umfangsspannung in Abhängigkeit von $\alpha$ bei Position A und B in [6] .....	70
Abbildung 4.37: Umfangsspannung in Abhängigkeit von $\alpha$ bei Position A und B in dieser Arbeit .....	70
Abbildung 5.1: Ermittlung der Spannungsverläufe der Lastklassen.....	72
Abbildung 5.2: Spannungs-Dehnungsdiagramm [27] .....	73
Abbildung 5.3: Kriterium für die Zählung eines Lastwechsels [27].....	74
Abbildung 5.4: Lastwechselzählung und Restextremwertfolge [24].....	74
Abbildung 5.5: Kriterium für die Zählung eines Lastwechsels in der RSE [27] ...	76
Abbildung 5.6: Kriterium für die Zählung eines Lastwechsels in der RSE [27] ...	77
Abbildung 5.7: Unterscheidung der Belastungsbereiche [24] .....	78
Abbildung 5.8: Zulässige Lastpielzahl [26] .....	80
Abbildung 5.9: Wöhlerlinie, Miner elementar und Miner modifiziert .....	81
Abbildung 5.10: Normierte DNI, gefilterte DNI, Filterdifferenz und Spannung der Störungsklassen .....	84
Abbildung 5.11: Einordnung der Stunden in den Störungsklassen am 21.02.2013 .....	85
Abbildung 5.12: Methodik zur Lebensdauerabschätzung .....	87
Abbildung 5.13: Ermittlung der Ermüdungsbeanspruchung .....	89
Abbildung 5.14: Korrekturfaktor $C_k$ für Nahtklasse K2 [26] .....	93
Abbildung 5.15: Einordnung der Stunden des Jahres 2013 in den Störungsklassen .....	94
Abbildung B.1: Wärmeleitfähigkeit des Absorberrohrs .....	vi
Abbildung B.2: Wärmekapazität des Absorberrohrs .....	vi
Abbildung B.3: E-Modul des Absorberrohrs.....	vii
Abbildung B.4: Wärmeausdehnungskoeffizient des Absorberrohrs.....	vii



Abbildung B.5: Emissivität des Absorberrohrs.....	viii
Abbildung B.6: Emissivität der selektiven Beschichtung .....	viii
Abbildung B.7: Wärmeleitfähigkeit des Wärmeübertragungsfluides bei 110 bar	ix
Abbildung B.8: Wärmekapazität des Wärmeübertragungsfluides bei 110 bar....	ix
Abbildung B.9: Dichte des Wärmeübertragungsfluides bei 110 bar .....	x
Abbildung C.1: Spannungsverlauf Störungsklasse E für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer .....	xi
Abbildung C.2: Spannungsverlauf Störungsklasse F für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer .....	xi
Abbildung C.3: Spannungsverlauf Störungsklasse G für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer .....	xii
Abbildung C.4: Spannungsverlauf Störungsklasse H für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer .....	xii
Abbildung C.5: Spannungsverlauf Störungsklasse J für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer .....	xiii
Abbildung C.6: Spannungsverlauf Störungsklasse K für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer .....	xiii
Abbildung D.1: Spannungsvergleich an der äußeren Rohrwand bei Ringströmung und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xiv
Abbildung D.2: Spannungsvergleich an der inneren Rohrwand bei Überhitzung und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xiv
Abbildung D.3: Spannungsvergleich an der äußeren Rohrwand bei Überhitzung und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xv
Abbildung D.4: Spannungsvergleich an der inneren Rohrwand bei Schichtenströmung und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xv
Abbildung D.5: Spannungsvergleich an der äußeren Rohrwand bei Schichtenströmung und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xvi
Abbildung E.1: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei $S \rightarrow R$ und $400 \text{ W/m}^2$ .....	xvii
Abbildung E.2: Maximaler Temperaturgradient bei $S \rightarrow R$ und $400 \text{ W/m}^2$ .....	xvii
Abbildung E.3: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei $R \rightarrow S$ und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xviii
Abbildung E.4: Maximaler Temperaturgradient bei $R \rightarrow S$ und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xviii
Abbildung E.5: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei $R \rightarrow S$ und $400 \text{ W/m}^2$ .....	xix
Abbildung E.6: Maximaler Temperaturgradient bei $R \rightarrow S$ und $400 \text{ W/m}^2$ .....	xix

Abbildung E.7: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei $S \rightarrow \ddot{U}H$ und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xx
Abbildung E.8: Maximaler Temperaturgradient bei $S \rightarrow \ddot{U}H$ und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xx
Abbildung E.9: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei $S \rightarrow \ddot{U}H$ und $400 \text{ W/m}^2$ .....	xxi
Abbildung E.10: Maximaler Temperaturgradient bei $S \rightarrow \ddot{U}H$ und $400 \text{ W/m}^2$ .....	xxi
Abbildung E.11: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xxii
Abbildung E.12: Maximaler Temperaturgradient bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ und $800 \text{ W/m}^2$ .....	xxii
Abbildung E.13: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ und $400 \text{ W/m}^2$ .....	xxiii
Abbildung E.14: Maximaler Temperaturgradient bei $\ddot{U}H \rightarrow S$ und $400 \text{ W/m}^2$ .....	xxiii

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Parameter der Lastkollektive [7] .....	19
Tabelle 3.1: Randbedingungen für den Nominalfall.....	25
Tabelle 3.2: Netzvarianten zur Bewertung der Netzqualität .....	28
Tabelle 3.3: Ergebnisse der Netzqualitätsstudie .....	30
Tabelle 3.4: Rechenaufwand der verschiedenen Auflösungen für Störungsklasse G .....	31
Tabelle 3.5: Maximale Spannungsschwingbreite der Störungsklassen.....	38
Tabelle 4.1: Versuchstage der VEP-Messungen für das Jahr 2013 [15].....	40
Tabelle 4.2: Relative Abweichung der Spannung im stationären Zustand zwischen stationärem und transientem Modell .....	45
Tabelle 4.3: Neue Definition von Netz 14 .....	46
Tabelle 4.4: Ergebnisse der Netzqualitätsstudie des transienten Modells.....	48
Tabelle 4.5: Spannungsschwingbreite und T-Gradienten bei Simulationen mit Schichtenströmung .....	53
Tabelle 4.6: Einfluss der Strahlungsrichtung und Übergangsgeschwindigkeit bei ÜH → S.....	55
Tabelle 4.7: Ergebnisse bei 1,5 Zyklen von ÜH → S in 30 s.....	60
Tabelle 4.8: Einfluss der Überhitzungstemperatur bei ÜH → S in 3 s.....	63
Tabelle 4.9: Einfluss der Variation der DNI bei ÜH → S in 30 s.....	64
Tabelle 4.10: Einfluss der Übergangsgeschwindigkeit bei ÜH → R.....	66
Tabelle 4.11: Einfluss der Überhitzungstemperatur bei ÜH → R in 1 s.....	68
Tabelle 5.1: Charakterisierung der Störungsklassen [14].....	83
Tabelle 5.2: Randbedingungen des Referenzkraftwerkes .....	88
Tabelle 5.3: Übersicht der Lastwechselzählung zu An- und Abfahren .....	90
Tabelle 5.4: Übersicht der Lastwechselzählung zu Lastklasse VEP .....	90
Tabelle 5.5: Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse E .....	90
Tabelle 5.6: Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse E .....	91
Tabelle 5.7: Materialdaten des Werkstoffs 1,4941 nach [36].....	91
Tabelle 5.8: Maßgebende Spannungsschwingbreite der Lastwechsel bei An- und Abfahren .....	91

---

Tabelle 5.9: Maßgebende Spannungsschwingbreite der Lastwechsel bei Lastklasse VEP .....	91
Tabelle 5.10: Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse E .....	92
Tabelle 5.11: Maßgebende Spannungsschwingbreite mit Verschweißung bei An- und Abfahren .....	93
Tabelle 5.12: Maßgebende Spannungsschwingbreite mit Verschweißung bei Lastklasse VEP .....	93
Tabelle 5.13: Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse E .....	93
Tabelle 5.14: Einordnung der Lastklassen .....	95
Tabelle A.1: Eigenschaften der einzelnen Kollektoren .....	v
Tabelle F.1: Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse F .....	xxiv
Tabelle F.2: Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse F .....	xxiv
Tabelle F.3: Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse F .....	xxiv
Tabelle F.4: Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse F .....	xxiv
Tabelle F.5: Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse G .....	xxv
Tabelle F.6: Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse G .....	xxv
Tabelle F.7: Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse G .....	xxvi
Tabelle F.8: Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse G .....	xxvi
Tabelle F.9: Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse H .....	xxvii
Tabelle F.10: Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse H .....	xxvii
Tabelle F.11: Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse H .....	xxvii
Tabelle F.12: Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse H .....	xxviii
Tabelle F.13: Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse J .....	xxviii
Tabelle F.14: Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse J .....	xxviii
Tabelle F.15: Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse J .....	xxix
Tabelle F.16: Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse J .....	xxix

---

Tabelle F.17: Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse K .....	xxx
Tabelle F.18: Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse K.....	xxx
Tabelle F.19: Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse K.....	xxxi
Tabelle F.20: Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse K.....	xxxi

## Abkürzungsverzeichnis

<b>Abkürzung</b>	<b>Bedeutung</b>
AD	Arbeitsgemeinschaft Druckbehälter
ASME	American Society of Mechanical Engineers
AT	Absorber tube
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
CS	Querschnitt (Cross Section)
CSP	Konzentrierende Solarthermie (Concentrated Solar Power)
DIN	Deutsche Industrie Norm
DISS	Direct Solar Steam
DNI	Direktnormalstrahlung (Direct Normal Irradiance)
DSG	Direct Steam Generation
DUKE	Durchlaufkonzept - Entwicklung und Erprobung
E-Modul	Elastizitätsmodul oder Youngscher Modul
ET	EuroTrough
FE	Finite Elemente
FEM	Finite Elemente Modell
FKM	Forschungskuratorium Maschinenbau
GT	Glass tube
HDV	Hochdruck-Direktverdampfung
IAM	Incidence Angle Modifier
INDITEP	Integration of DSG Technology for Electricity Production
MBM	Moving boundary model
MPA	Materialprüfungsanstalt

---

PE	Puerto Errado
PSA	Plataforma Solar de Almería
R	Ringströmung
RSE	Restextremwertfolge
S	Schichtenströmung
SEGS	Solar Electric Generating Station
SL	Solarlite
TSE	Thai Solar Energy
ÜH	Überhitzer oder Überhitzung
VEP	Verdampfungsendpunkt

## Notation

### Lateinische Buchstaben

Symbol	Einheit	Bedeutung
<b><i>Bo</i></b>	[-]	Siedezahl (Boiling Number)
<b><i>C</i></b>	[-]	Korrekturwert
<b><i>D</i></b>	[-]	Ermüdungsschädigung
<b><i>d</i></b>	[m]	Durchmesser
<b><i>DNI</i></b>	[W/m <sup>2</sup> ]	Direktnormalstrahlung
<b><i>E</i></b>	[MPa ]	Elastizitätsmodul
<b><i>f</i></b>	[-]	Reibungsbeiwert der Oberfläche
<b><i>Fr</i></b>	[-]	Froude Zahl
<b><i>G</i></b>	[kg/(m <sup>2</sup> s)]	Massenstrom
<b><i>g</i></b>	[m/s <sup>2</sup> ]	Erdbeschleunigung
<b><i>IAM</i></b>	[-]	Winkelfaktor
<b><i>K</i></b>	[-]	Konstante
<b><i>k</i></b>	[J/kg]	Latente Wärme
<b><i>k</i></b>	[-]	Steigung
<b><i>L</i></b>	[Jahre]	Lebensdauer
<b><i>l</i></b>	[m]	Länge
<b><i>M</i></b>	[kg/mol]	Molare Masse
<b><i><math>\dot{m}</math></i></b>	[kg/s]	Massenstrom
<b><i>N</i></b>	[-]	Zulässige Lastspielzahl
<b><i>n</i></b>	[-]	Anzahl gezählter Lastwechsel
<b><i>Nu</i></b>	[-]	Nusselt Zahl



---

<b><math>p</math></b>	[bar]	Druck
<b><math>Pr</math></b>	[-]	Prandtl Zahl
<b><math>\dot{q}</math></b>	[W/m <sup>2</sup> ]	Wärmestrom
<b><math>R_m</math></b>	[MPa]	Zugfestigkeit
<b><math>R_{p0,2}</math></b>	[MPa]	0,2%-Dehngrenze
<b><math>Re</math></b>	[-]	Reynolds Zahl
<b><math>S</math></b>	[-]	Sicherheitsfaktor
<b><math>s</math></b>	[m]	Wandstärke
<b><math>T</math></b>	[°C]	Temperatur
<b><math>T</math></b>	[-]	Konstante
<b><math>t</math></b>	[s]	Zeit
<b><math>U</math></b>	[m/s]	Geschwindigkeit
<b><math>u</math></b>	[m/s]	Geschwindigkeit
<b><math>X</math></b>	[-]	Martinelli-Parameter
<b><math>x</math></b>	[-]	Dampfgehalt
<b><math>x</math></b>	[-]	Extremwert

## Griechische Buchstaben

Symbol	Einheit	Bedeutung
$2\sigma$	[MPa]	Spannungsschwingbreite
$\alpha$	[W/m <sup>2</sup> K]	Wärmeübergangskoeffizient
$\delta$	[°]	Neigungswinkel des Rohres
$\varepsilon$	[-]	Emissivität
$\lambda$	[W/(m K)]	Wärmeleitfähigkeit
$\mu$	[Pa s]	Dynamische Viskosität
$\nu$	[m <sup>2</sup> /s]	Kinematische Viskosität
$\rho$	[kg/m <sup>3</sup> ]	Dichte
$\sigma$	[MPa]	Spannung
$\sigma_a$	[MPa]	Spannungsamplitude
$\varphi$	[°]	Benetzungswinkel
$\omega$	[°]	Umfangswinkel

## Indizes

Symbol	Bedeutung
<b>2Ph</b>	Zweiphasenströmung
<b>a</b>	Außen
<b>a</b>	Amplitude
<b>amb</b>	Umgebung
<b>AT</b>	Absorberrohr
<b>bs</b>	Blasensieden
<b>g</b>	Gasphase
<b>GT</b>	Glasrohr
<b>i</b>	Innen
<b><i>i</i></b>	Zählindex
<b><i>j</i></b>	Zählindex
<b>K</b>	Knickpunkt
<b><i>K</i></b>	Korrigierter Wert
<b>L</b>	Lastwechsel
<b>l</b>	Flüssigphase
<b>m</b>	Mittelwert
<b>r</b>	reduziert
<b>S</b>	Spannung
<b>Sch</b>	Schubspannungshypothese
<b><i>T</i>*</b>	Temperatur korrigierter Wert
<b>v</b>	Vergleich



# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Das erste kommerzielle Parabolrinnen-Solarkraftwerk, das SEGS I, wurde 1984 in der Mojave Wüste in Kalifornien in Betrieb gesetzt [1]. Diese Anlage, wie auch die Mehrheit der heutigen linienfokussierenden Solarkraftwerke, setzt sich aus zwei Kreisläufen zusammen. Im Primärkreislauf fließt ein Thermoöl, das in den Parabolrinnen-Kollektoren erhitzt wird. Über einen Wärmeüberträger wird im Sekundärkreislauf Wasserdampf erzeugt und für das Betreiben einer Dampfturbine eingesetzt.

Um sowohl die Wirtschaftlichkeit als auch den Wirkungsgrad zu verbessern, wurde das Konzept der Direktverdampfung näher untersucht, bei dem das Wasser schon im Absorberrohr des Kollektors verdampft wird. Dieses Prinzip wurde schon 1912 in einem Parabolrinnen-Solarkraftwerk in Meadi (Ägypten) angewandt, welches jedoch aufgrund mangelnder Erfahrung und schnell sinkender Ölpreise keinen Erfolg hatte [2]. Erst im Jahr 2009 wurde in Spanien mit PE-1 das erste kommerzielle Fresnel-Kraftwerk mit Direktverdampfung errichtet. Im Jahr 2012 wurde zusätzlich das PE-2 Fresnel-Kraftwerk in Spanien und 2011 das TSE-1 Parabolrinnen-Kraftwerk in Thailand [3] in Betrieb gesetzt. Bei diesen Projekten wurde die kommerzielle Umsetzbarkeit der Direktverdampfung im Rezirkulationskonzept nachgewiesen.

Das Durchlaufkonzept hat gegenüber dem Rezirkulationskonzept den Vorteil, dass die Investitionen sich aufgrund der Simplität des Kreislaufes noch weiter reduzieren [4]. Eine Kostenreduktion ist wiederum für die kommerzielle Umsetzung der Direktverdampfung ein wichtiger Aspekt. Aufgrund des Fehlens einer Dampftrommel beim Durchlaufkonzept liegt der Verdampfungsendpunkt aber nicht mehr fest. Eine Variation des solaren Leistungseintrags, verursacht z.B. durch Bewölkung, verschiebt den Verdampfungsendpunkt innerhalb der Receiverrohre und führt zu Temperaturschwankungen [5] [6]. Die dadurch erzeugten zyklierenden thermischen Spannungen reduzieren die Lebensdauer des Rohres [7].

Damit die Umsetzung des Durchlaufkonzepts eine wirtschaftliche Verbesserung darstellt, muss eine ausreichende Lebensdauer der Receiverrohre nachgewiesen werden. Mit Hilfe einer thermo-mechanischen Analyse sollen daher in dieser Arbeit die Belastungen des Rohres untersucht werden.

## 1.1 Aufgabenstellung

Um die Lebensdauer der Receiverrohre bewerten zu können, müssen die kritischen Zustände und deren Folgen näher betrachtet werden. Anhand von Simulationen und einiger Versuchsdaten der DISS-Anlage auf der *Plataforma Solar de Almería* (PSA) werden die kritischen Orte im Kollektorstrang identifiziert. Zusätzlich werden kritische Situationen erkannt und klassifiziert. Nachdem diese Lastklassen aufgestellt sind, wird eine Methodik zur Spannungs- und Lebensdauerabschätzung der Rohre mit Hilfe normierter Vorschriften

entwickelt. Auf ein Referenzkraftwerk mit Direktverdampfung wird dann die entwickelte Methodik als Beispiel angewendet.

Ziel der Arbeit ist es, die Lebensdauerabschätzung eines Receiverrohres anhand des jährlichen solaren Leistungseintrags zu ermöglichen.

## 1.2 Gliederung der Arbeit

Zu Beginn wird in Kapitel 2 der Wissensstand zu Parabolrinnen-Solarkraftwerken präsentiert. Dies wird hinsichtlich der Thermohydraulik der solaren Direktverdampfung vertieft und die bisherigen Analysen zur Lebensdauerabschätzung der Receiverrohre werden betrachtet.

Als nächstes wird in Kapitel 3 eine Spannungsanalyse im Überhitzerbereich durchgeführt. Es werden die Randbedingungen des Nominalfalls dargestellt und verschiedene Sensitivitätsbetrachtungen vorgenommen. Anschließend wird auf die Ergebnisse eingegangen.

In Kapitel 4 wird ähnlich wie im vorherigen Kapitel vorgegangen; allerdings werden in diesem Fall die Spannungen in der Verdampfungszone analysiert. Bei der Analyse wird zusätzlich zwischen stationären und transienten Simulationen unterschieden.

Daraufhin wird in Kapitel 5 die Methodik zur Lebensdauerabschätzung aufgestellt. Dabei wird die DIN EN 12952-3/-4 als Richtlinie gewählt und es werden die Ergebnisse aus den Kapiteln 3 und 4 verwendet. Am Ende des Kapitels wird die erstellte Methodik auf ein Referenzkraftwerk beispielhaft angewendet. Das Referenzkraftwerk wird präsentiert und die Lebensdauer wird anhand der Methodik abgeschätzt.

Zum Schluss erfolgt in Kapitel 6 eine Zusammenfassung der Arbeit. Des Weiteren wird ein Ausblick auf mögliches weiteres Vorgehen gegeben.

## 2 Stand des Wissens

### 2.1 Parabolrinnen-Solarkraftwerke

Die konzentrierende Solarthermie (CSP) ist eine der nachhaltigen Möglichkeiten Strom zu produzieren. Bei der Umwandlung von der solaren Einstrahlung in Strom wird ein regenerativer Energieträger genutzt und es werden keine umweltfeindlichen Emissionen erzeugt.

Es lassen sich bei der konzentrierenden Solarthermie, je nach Art der Fokussierung, zwei Gruppen unterscheiden: die punktfokussierenden und die linienfokussierenden Systeme [1].

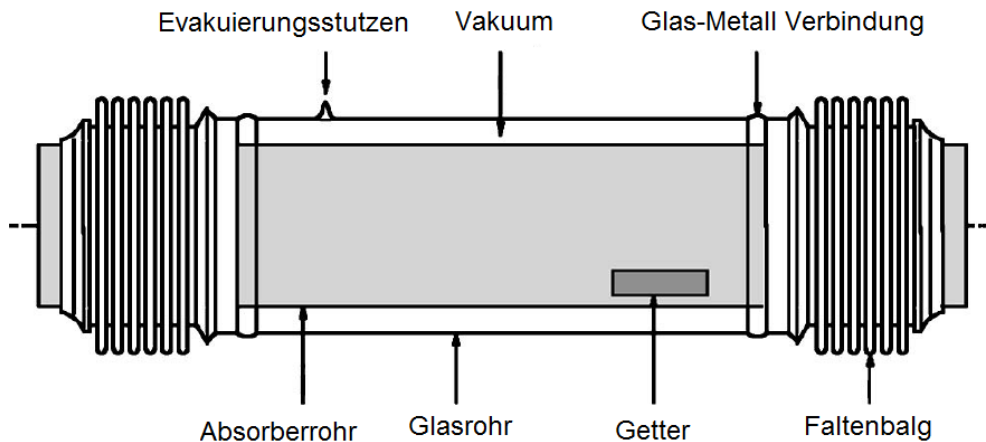
Parabolrinnen-Solarkraftwerke gehören, zusammen mit den Fresnel-Solarkraftwerken, zu den linienfokussierenden Systemen und sind die am meisten entwickelte kommerzielle Art Solarthermischer Kraftwerke [1].



**Abbildung 2.1:** Parabolrinnen-Kollektor auf der PSA

Ein Parabolrinnen-Kollektor besteht aus einem Reflektor und einem Receiver. Dabei ist der Reflektor die parabelförmige Spiegelanordnung, die das Sonnenlicht auf das Receiverrohr konzentriert [1]. Abbildung 2.1 zeigt einen Parabolrinnen-Kollektor des Typs EuroTrough auf der PSA. Der Receiver wiederum besteht aus einem Absorberrohr aus Metall, das von einem Glasrohr umhüllt wird (Abbildung 2.2). Zwischen den beiden Rohren liegt zur Reduktion der Konvektionsverluste Vakuum vor, dessen Erhaltung durch den sogenannten Getter gewährleistet wird [1]. Um eine möglichst hohe Absorption bei geringer Emission sicherzustellen, besitzt der Receiver eine selektive Beschichtung. Des

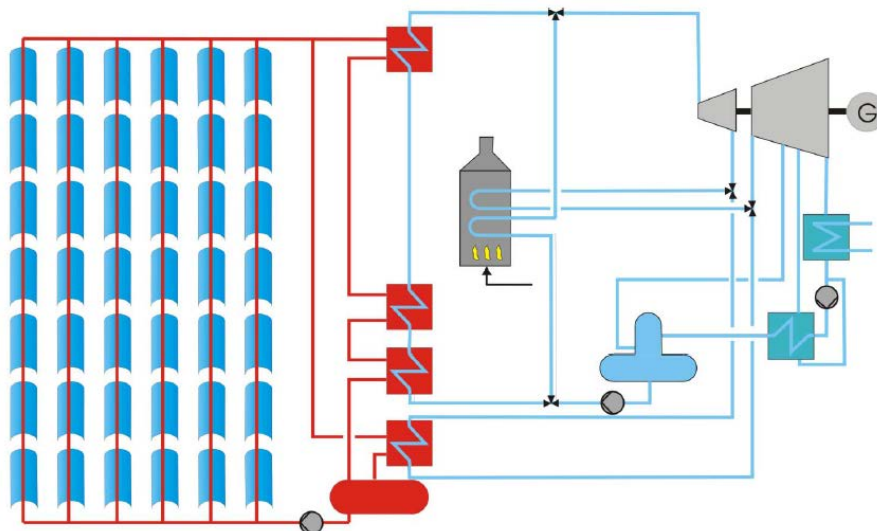
Weiteren wird dem Glasrohr zur Erhöhung der Transmission eine Antireflexionsbeschichtung hinzugefügt [1].



**Abbildung 2.2:** Aufbau eines Receivers [1]

### 2.1.1 Aufbau eines Parabolrinnen-Solarkraftwerkes

Die von dem Reflektor konzentrierte solare Einstrahlung wird von dem Receiver absorbiert und auf das Wärmeträgermedium übertragen. Abhängig davon, welches Wärmeträgermedium benutzt wird, besitzt das Kraftwerk einen oder zwei Kreisläufe.



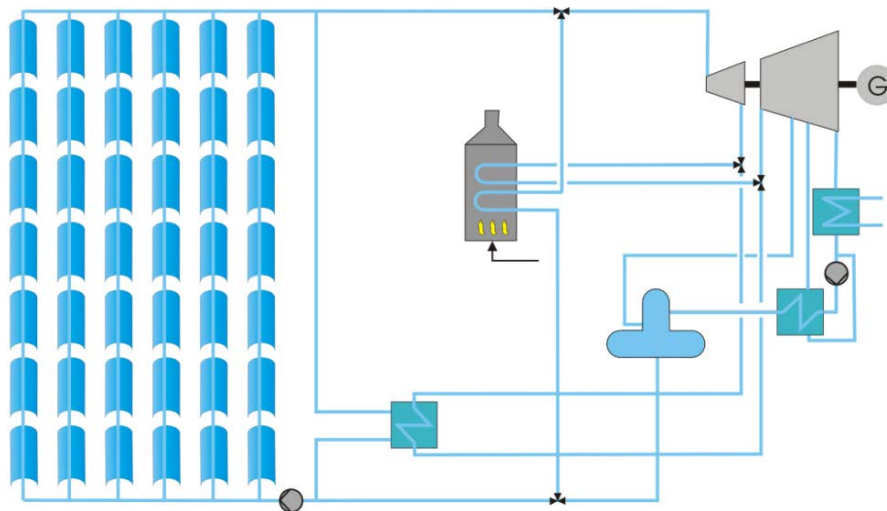
**Abbildung 2.3:** Schaltbild eines Parabolrinnen-Solarkraftwerkes mit Thermoöl [8]

Die meisten Parabolrinnenkraftwerke verfügen über einen Primärkreislauf, der mit einem Thermoöl durchströmt wird, sowie einen Sekundärkreislauf mit Wasser als Arbeitsmedium [2]. Das Thermoöl wird durch die Solarkollektoren erhitzt und gibt durch Wärmeüberträger die Wärme an den Wasserkreislauf ab. Wasser wird verdampft und überhitzt, um eine Dampfturbine zu betreiben und letztendlich Strom zu produzieren. In Abbildung



2.3 ist das Prozessschaltbild dazu dargestellt. Alternativ kann eine Salzschnelze das Thermoöl im Primärkreislauf ersetzen [8] .

Wird Wasser als Wärmeträgermedium benutzt, so geschieht die Verdampfung und Überhitzung schon im Absorberrohr. Dadurch kann die Notwendigkeit des zweiten Kreislaufes und der Wärmeüberträger eingespart werden [2]. Dieses Konzept ist als „solare Direktverdampfung“ bekannt. Abbildung 2.4 zeigt deren Prozessschaltbild. Durch die Anwendung dieses Prinzips verringern sich die Investitionskosten aufgrund der einfacheren Anlagentechnik, der Eigenstrombedarf durch Einsparung der Ölumwälzung und die Exergie- und Wärmeverluste aufgrund des effizienteren Aufbaus [2]. Außerdem ist auch die einfache Handhabung von Wasser gegenüber Öl oder Salzschnelze vorteilhaft, da es weder umweltgefährdend ist, noch eine hohe Gefriertemperatur besitzt [9].



**Abbildung 2.4:** Schaltbild eines Parabolrinnen-Solarkraftwerks mit HDV [8]

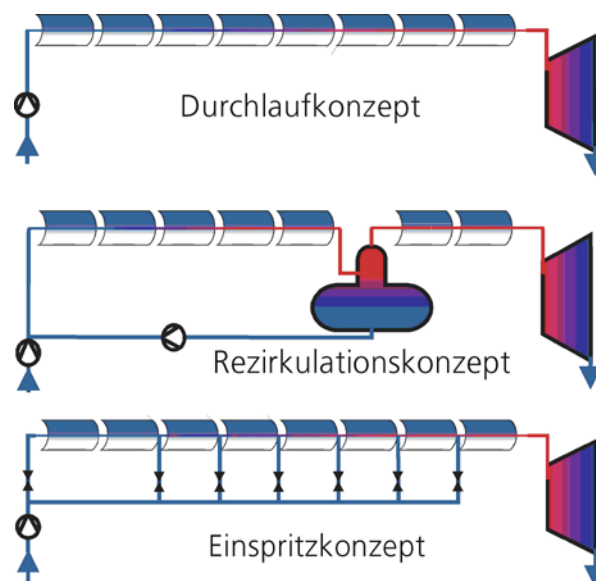
Eine Herausforderung bei der Direktverdampfung ist jedoch die Integration eines thermischen Speichers [10]. Das Vorliegen eines Energiespeichers ist dennoch mittelfristig wichtig für die kommerzielle Umsetzung, da es sich um einen Hauptvorteil gegenüber der Photovoltaik handelt [11]. Birnbaum [10] schlägt für ein Parabolrinnen-Kraftwerk betrieben mit Direktverdampfung eine Kombination aus sensiblem und latentem thermischen Energiespeicher vor, bei dem  $\text{NaNO}_3$  als Wärmespeichermedium für den latenten Teil verwendet wird. Dieser Teil dient zur Verdampfung bzw. Kondensation, wohingegen der sensible Teil für die Vorwärmung und Überhitzung genutzt wird.  $\text{NaNO}_3$  hat eine Schmelztemperatur von  $306^\circ\text{C}$  und die Schmelzenthalpie beim Phasenwechsel wird zur Speicherung der latenten Wärme genutzt. Wenn eine Temperaturdifferenz von 10 K zwischen dem Wärmespeichermedium und dem Wärmeträgermedium angenommen wird, muss somit der Dampf bei der Beladung bei  $316^\circ\text{C}$  kondensieren und bei der Entladung bei  $296^\circ\text{C}$  verdampfen. Dies führt zu einem Druck von 107 bar in der Beladung und 81 bar in der Entladung [10]. In der vorliegenden Arbeit wird die Beladung als Nominalfall (Vollast) mit einem Druck von 110 bar berücksichtigt und die Entladung als Teillast bei 80 bar.

### 2.1.2 Schaltungskonzepte der Direktverdampfung

Nach [4] gibt es drei unterschiedliche Möglichkeiten die Direktverdampfung zu betreiben: das Durchlaufkonzept, das Rezirkulationskonzept und das Einspritzkonzept (siehe Abbildung 2.5).

Das Durchlaufkonzept ist das einfachste und kostengünstigste Konzept [2]. Am Eintritt wird das gesamte zu verdampfende Wasser zugeführt, welches am Austritt verdampft und überhitzt vorliegt. Der Nachteil dieser Schaltung liegt bei der Sensitivität auf Störungen in der Einstrahlung. Eine Regelung ist nur durch eine Änderung des Eintrittsmassenstroms möglich, wobei mit einer erheblichen zeitlichen Verzögerung zu rechnen ist [9]. Schwankungen in der Einstrahlung resultieren somit in Schwankungen der Austrittstemperatur und des Verdampfungsendpunktes [2].

Beim Rezirkulationskonzept sind Verdampfung und Überhitzung durch eine Dampftrommel getrennt. Am Eintritt wird mehr Wasser, als das System verdampfen kann, zugeführt, um eine genügende Kühlung der Receiverrohre zu sichern [2]. Das dann in der Dampftrommel abgeschiedene Wasser wird mit einer Rezirkulationspumpe in den Verdampfer zurückgeführt. Der erhöhte apparative Aufwand und der hohe Eigenverbrauch der Rezirkulationspumpe führen zu erhöhten Kosten [2]. Dennoch erweist sich die Regelung durch die Dampftrommel als wesentlich einfacher [4] und der Verdampfungsendpunkt liegt in der Trommel fest [1]. Das Rezirkulationskonzept ist aufgrund seiner Robustheit das favorisierte Konzept in der anfänglichen Forschung und in der kommerziellen Direktverdampfung [9].



**Abbildung 2.5:** Schaltungskonzepte der Direktverdampfung nach [4]

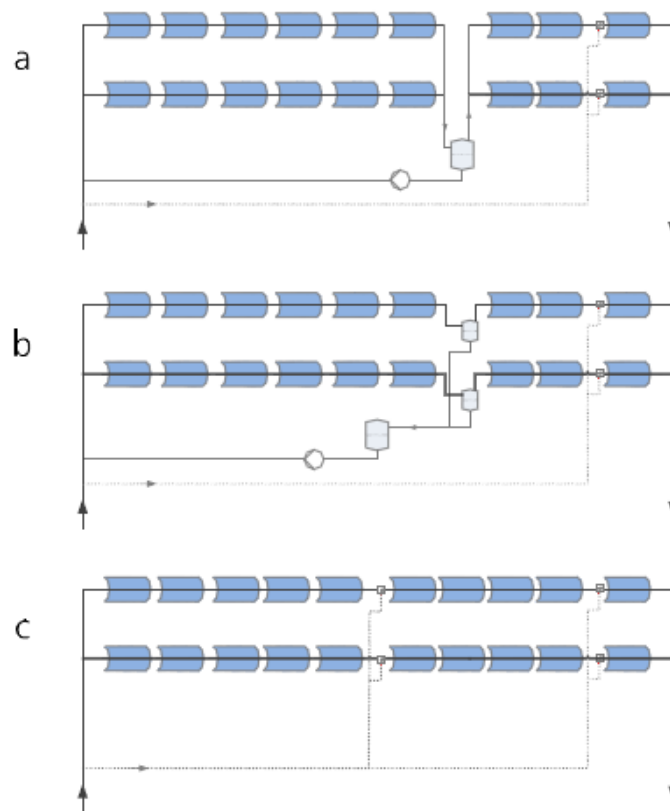
Das Einspritzkonzept verspricht eine gute Regelbarkeit auf schwankende Solarstrahlung durch die individuelle Regelung jeder einzelnen Düse [2]. Im Verdampfer- und Überhitzerbereich befindet sich nach jedem Kollektor eine Einspritzung [9]. Dabei wird an jeder Düse der Massenstrom zugeführt, der bis zur nächsten Einspritzstelle verdampft werden kann [2]. Der Verdampfungsendpunkt schwankt durch die bessere Regelung weniger als beim Durchlaufkonzept, liegt aber dennoch nicht fest wie beim Rezirkulationskonzept [1]. Je nach Ausgestaltung befinden sich jedoch mehrere Verdampfungsendpunkte ent-

lang eines Kollektorstrangs. Nachteilig sind die hohen Investitions- und Wartungskosten, die das Einspritz-, Mess- und Steuersystem erfordern [2].

Die hohen Kosten des Einspritzungskonzeptes gegenüber den geringen Vorteilen in der Regelung im Vergleich zum Rezirkulationskonzept sprechen gegen dieses Schaltungskonzept [9]. Dennoch wird eine Kombination des Einspritzkonzeptes mit den zwei anderen Konzepten untersucht. Abbildung 2.6 zeigt die nach [9] geeigneten Möglichkeiten der Direktverdampfung für kommerzielle Kraftwerke.

Optionen a und b stellen die Kombination des Rezirkulations- und des Einspritzkonzeptes dar, einmal mit einer zentralen Dampftrommel (a) und einmal mit kleinen dezentralen Separatoren (b). Option c hingegen zeigt das Durchlaufkonzept mit maximal zwei Einspritzungen, sodass insgesamt drei Möglichkeiten entstehen können. Die Einspritzungen verbessern die Regelung des Systems, aber infolge der Limitierung der Anzahl dieser sind die Kosten nicht so hoch wie beim klassischen Einspritzungskonzept [9].

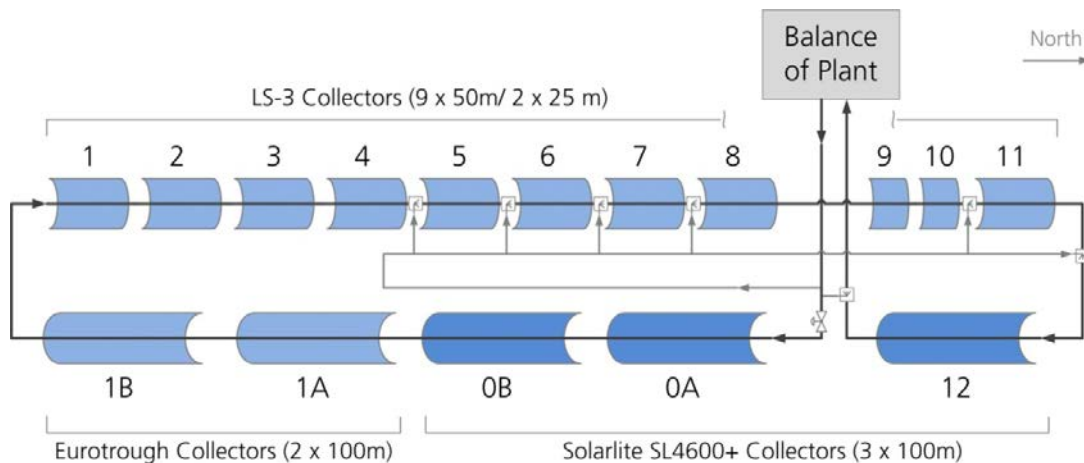
Die dritte Option liefert die kompakteste und effizienteste Auslegung, aber dessen Stabilität muss hinsichtlich der Variationen der Temperatur und des Verdampfungsendpunktes nachgewiesen werden [9]. In der vorliegenden Arbeit soll daher der Einfluss dieser Schwankungen auf die Lebensdauer des Receiverrohres untersucht werden.



**Abbildung 2.6:** Schaltungsmöglichkeiten der Direktverdampfung nach [9]

### 2.1.3 DISS-Anlage

Das DISS (Direct Solar Steam) Projekt entstand 1996, um die Durchführbarkeit der Direktverdampfung unter realen solaren Bedingungen zu untersuchen [12]. Dazu wurde in der Wüste Tabernas in Almeria (Spanien) eine Testanlage im Pilotmaßstab gebaut. Die Anlage gehört zur Forschungseinrichtung für konzentrierende Solarthermie PSA, welche vom spanischen Forschungszentrum CIEMAT betrieben wird. In der ersten Phase des Projektes wurden elf LS-3 Kollektoren (siehe Kollektoren 1-11 in Abbildung 2.7) seriell verbunden. Die Länge der Kollektoren beträgt 50 m; nur die Kollektoren 9 und 10 wurden zu Testzwecken mit 25 m ausgeführt [9].



**Abbildung 2.7:** Schema der DISS-Anlage in Durchlaufkonfiguration [3]

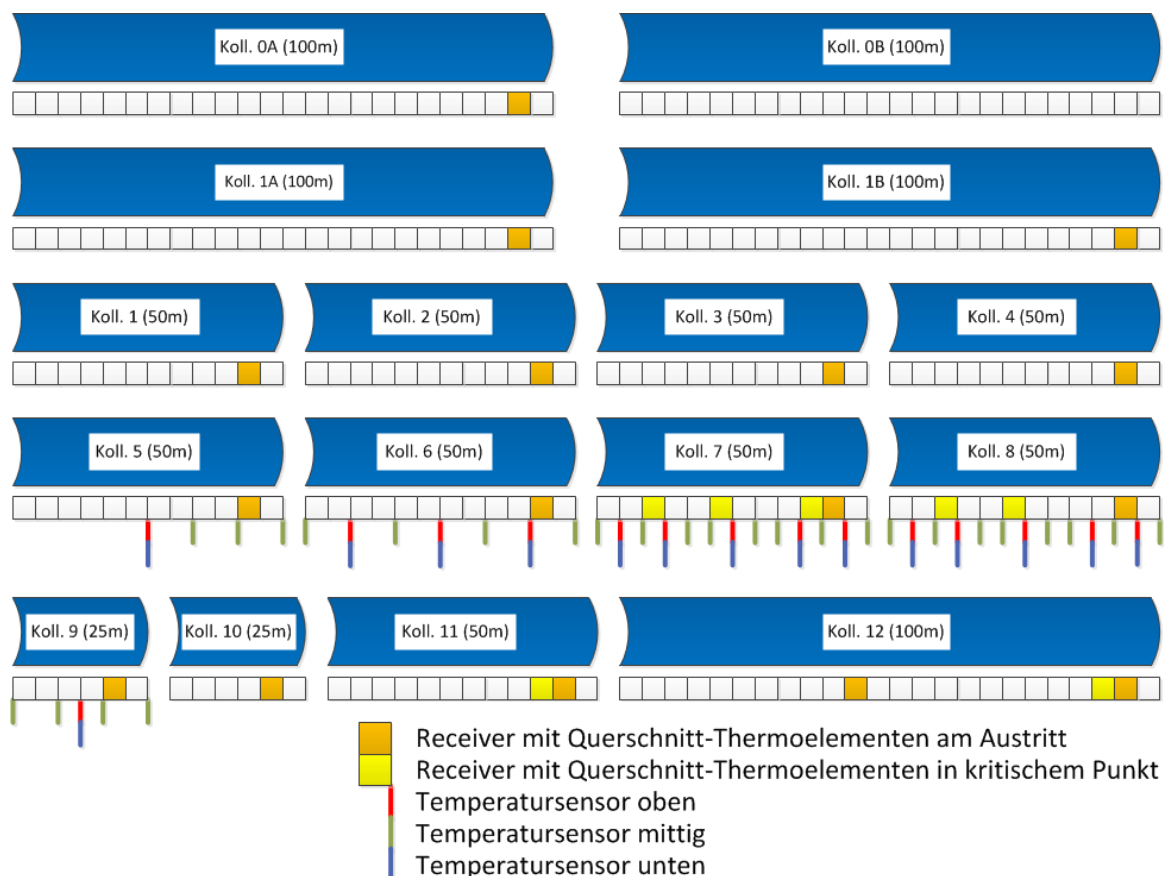
In der zweiten Phase des Projekts sollten die drei Schaltungskonzepte Durchlauf, Rezirkulation und Einspritzung näher betrachtet werden [12] [13]. Das Rezirkulationskonzept ergab sich in der Studie als die bessere Option und es entstand das INDITEP Projekt, bei dem die marktreife Entwicklung dieses Konzeptes das Ziel war [9]. Dazu wurden in der DISS-Anlage zwei 100 m lange EuroTrough Kollektoren hinzugefügt (1A und 1B in Abbildung 2.7).

Nachdem das Rezirkulationskonzept durch die Inbetriebnahme des kommerziellen Parabolrinnen-Solarkraftwerkes TSE-1 in Thailand mit 330°C und 30 bar bewiesen wurde, entstand das Bedürfnis der Entwicklung des Durchlaufkonzeptes als kostengünstigere Option [14]. Zu diesem Zweck wurde das DUKE (Durchlaufkonzept – Entwicklung und Erprobung) Projekt gegründet und die DISS-Anlage mit drei 100 m langen Solarlite SL4600+ Kollektoren erweitert (0A, 0B und 12 in Abbildung 2.7).

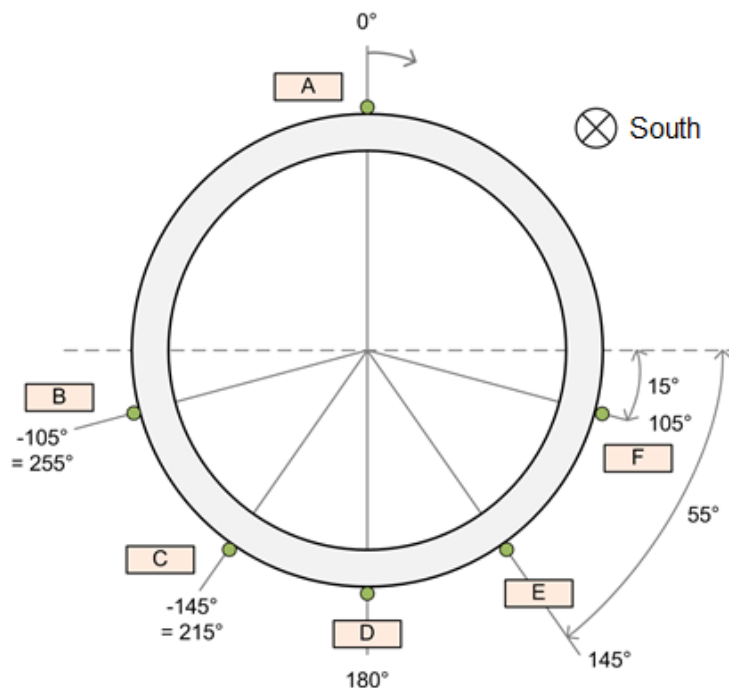
Zurzeit beträgt die Länge der Testanlage insgesamt 1000 m und kann Dampf bis zu 500°C und 112 bar liefern [9]. Die Kollektoren 0A bis 6 stellen den Verdampferbereich dar und sind für 130 bar und 400°C ausgelegt. Der Überhitzerbereich wird aus Kollektoren 7 bis 12 gebildet und ist für bis zu 125 bar und 510°C ausgelegt. In Tabelle A.1 im Anhang A sind die Eigenschaften der jeweiligen Kollektoren zusammengefasst [9].

Beim DUKE Projekt sollten unter anderem die Temperaturgradienten im Rohrquerschnitt und die Schwankungen des Verdampfungsendpunktes näher untersucht werden. Zu diesem Zweck wurde die Versuchsanlage mit drei verschiedenen Arten von Temperatursensoren ausgestattet [15].

- Am Austritt jedes Kollektors erfolgen Messungen der Fluidtemperatur durch Pt100-Sensoren.
- Um den Verdampfungsendpunkt bestimmen zu können, werden im Bereich des erwarteten Verdampfungsendes zwischen Kollektor 5 und 9 zusätzliche Temperatursensoren eingefügt. Die Messung der Fluidtemperatur in diesem Bereich erfolgt jede 4 m oder 8 m, sodass insgesamt, wie in Abbildung 2.8 durch Balken dargestellt, 57 Messfühler zur Verfügung stehen. Die Sensoren können sich oben (rot), mittig (grün) oder unten (blau) im Fluidquerschnitt befinden. Der Nutzen ist jedoch unabhängig von dieser Lage, derselbe.
- Damit die Temperaturgradienten des Rohrquerschnitts ermittelt werden können, werden an verschiedenen Querschnitten Thermoelemente außerhalb des Metallrohres im Vakuum angesetzt. Jeder Querschnitt wird mit 6 Messfühlern versehen, die wie in Abbildung 2.9 angeordnet sind. Insgesamt werden 23 Receiver mit diesen Thermoelementen ausgestattet: 16 in der Nähe des Kollektoraustritts (orange in Abbildung 2.8) und 7 an potentiell kritischen Orten (gelb in Abbildung 2.8) in der Nähe des Verdampfungsendpunkts und im Überhitzerbereich.



**Abbildung 2.8:** Verteilung der Temperatursensoren entlang der Kollektoren



**Abbildung 2.9:** Anordnung der Thermoelemente an einem Rohrquerschnitt [15]

## 2.2 Thermohydraulische Grundlagen

Um die thermo-mechanischen Belastungen in den Receiverrohren nachvollziehen zu können, müssen die physikalischen Phänomene der Verdampfung in horizontalen Rohren verstanden werden.

### 2.2.1 Strömungsformen

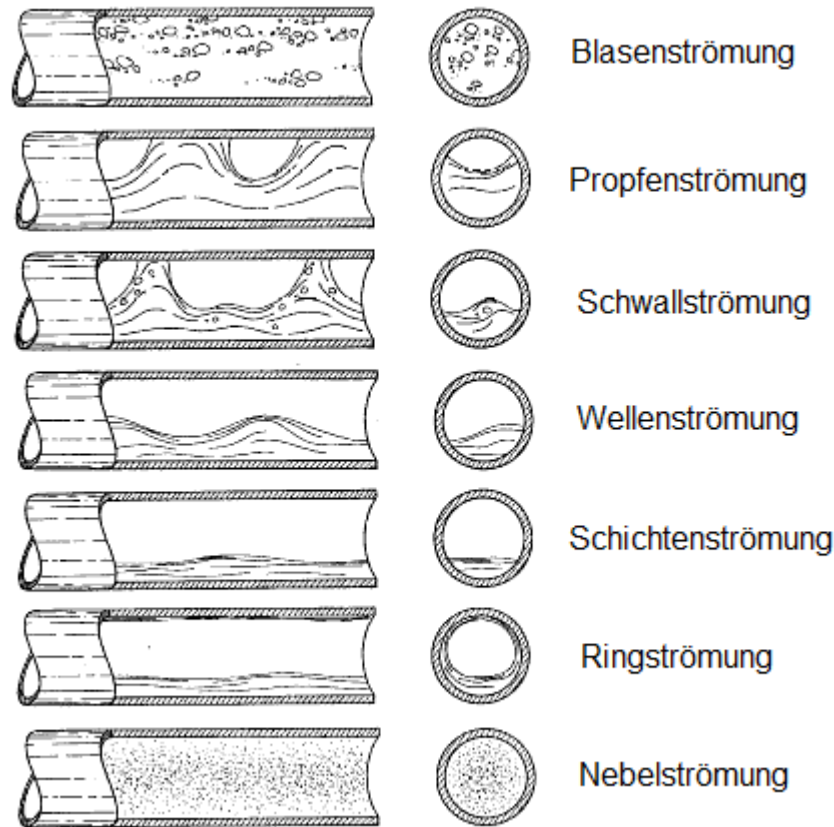
In der Zweiphasenströmung, die sich bei der Verdampfung von Wasser ergibt, treten unterschiedliche Strömungsformen auf, welche hauptsächlich von Rohrdurchmesser, Dampfgehalt, Massenstromdichte, Heizflächenbelastung und Druck abhängen [2].

Aufgrund der Schwerkraft strömen im horizontalen Rohr die Flüssigkeit vorwiegend im unteren Teil und der Dampf im oberen Teil. Je kleiner die Trägheitskraft ist, desto stärker ist dieses Phänomen zu erkennen [2].

Abbildung 2.10 zeigt die Strömungsformen, die sich nach [16] im horizontalen Rohr unterscheiden lassen.

Zu Beginn der Zweiphasenströmung ist die Blasenströmung zu erkennen, bei der gasförmige Blasen in der Flüssigkeit entstehen [2]. Wenn der Dampfgehalt steigt, kommt es zu Propfen- oder Schwallströmung, bei denen an der oberen Seite die Dampf- und Wasserphase abwechselnd auftreten [2]. Sind die Dampfgeschwindigkeiten sehr klein so trennen sich beide Phasen, sodass Wellen- oder Schichtenströmung vorliegt [2]. Sind die Dampfgeschwindigkeit und der Dampfgehalt dagegen hoch, so wirkt die Trägheitskraft stärker als die Schwerkraft und es herrscht Ringströmung, bei der die Rohrwand von einer

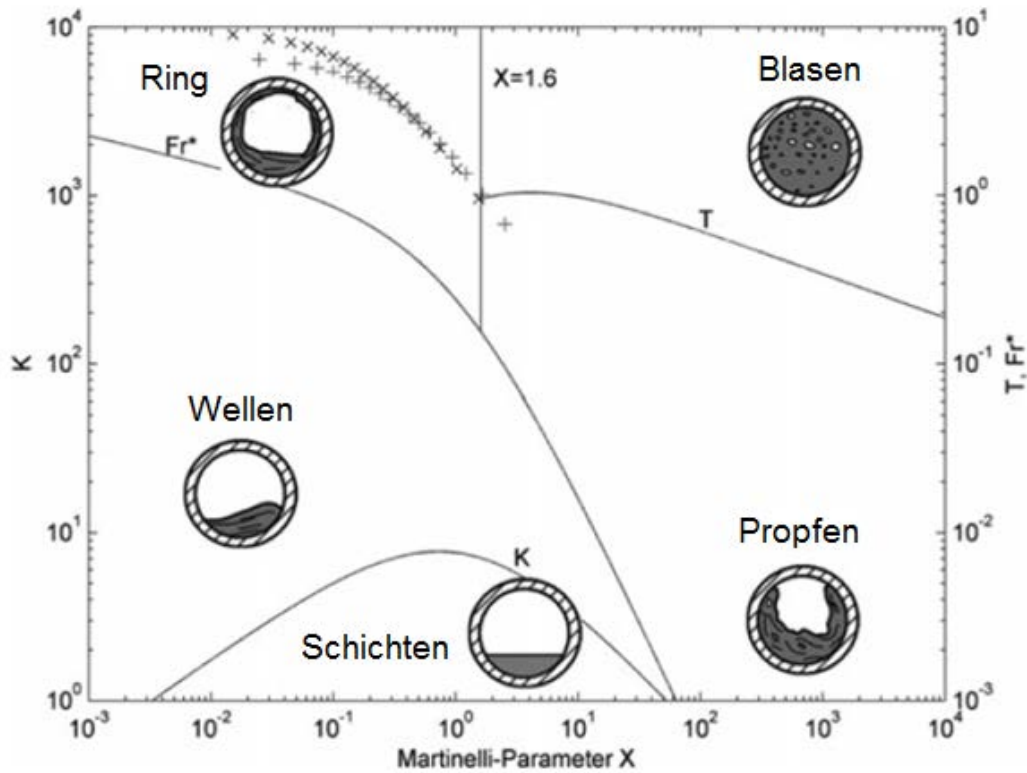
flüssigen Schicht benetzt ist [2]. Wenn sich die Dampfgeschwindigkeit weiter erhöht kommt es letztendlich zu Nebelströmung.



**Abbildung 2.10:** Strömungsformen im horizontalen Rohr nach [2]

In Abbildung 2.11 wird beispielhaft eine Strömungsformkarte nach Taitel und Dukler [17] dargestellt, bei der die Verdampfungskurve in einem Receiver von  $x=0,1$  bis  $x=0,95$  für  $p=50$  bar (siehe Markierungen x) und  $p=110$  bar (siehe Markierungen +) aufgezeichnet ist [18]. Diese Versuche gelten für einen Innendurchmesser von  $0,0055$  m und einem Massenstrom von  $2,3$  kg/s [18]. Der Ansatz für die Zuordnung einer Strömungsform basiert nach [17] auf vier dimensionslose Kennzahlen. Die aktuelle Strömung wird von dem Martinelli Parameter  $X$  beschrieben, welches das Verhältnis des Druckverlustes der flüssigen zur gasförmigen Phase definiert. Die Froude Zahl  $Fr$  unterscheidet zwischen Ring- und Wellenströmung und die Variable  $K$  zwischen Wellen und Schichtenströmung. Die Variable  $T$ , definiert das Verhältnis der Trägheitskraft zur Schwerkraft und dient demzufolge zur Unterscheidung zwischen Propfen- und Blasenströmung [18].





**Abbildung 2.11:** Strömungsformenkarte nach [17], [18]

Die dimensionslosen Zahlen werden mit folgenden Gleichungen definiert [17]:

$$X = \left[ \frac{\left( \frac{dP}{dx} \right)_l^s}{\left( \frac{dP}{dx} \right)_g^s} \right]^{1/2} \quad 2.1$$

$$T = \left[ \frac{\left| \left( \frac{dP}{dx} \right)_l^s \right|}{(p_l - p_g) g \cos \alpha} \right]^{1/2} \quad 2.2$$

$$Fr = \sqrt{\frac{p_g}{(p_l - p_g)}} \frac{U_g^s}{\sqrt{d_i g \cos \alpha}} \quad 2.3$$

$$K = \left[ \frac{p_g U_g^{s2} U_l^s}{(p_l - p_g) g v_l \cos \alpha} \right]^{1/2} \quad 2.4$$

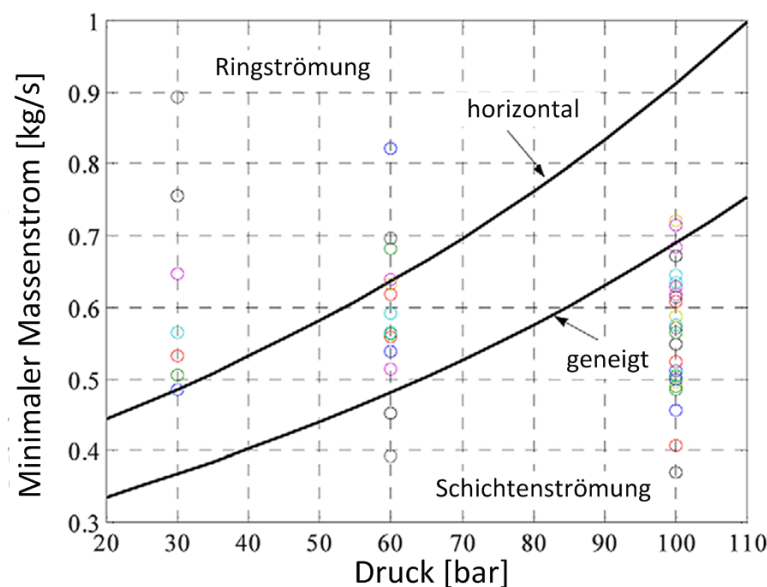
Mit  $p_l, p_g$  Druck der Flüssigkeit und des Gases [Pa]  
 $d_i$  Innendurchmesser des Absorberrohrs [m]  
 $U_l, U_g$  Geschwindigkeit der Flüssigkeit und des Gases [m/s]



$\nu_l$	kinematische Viskosität der Flüssigkeit [ $\text{m}^2/\text{s}$ ]
$g$	Erdbeschleunigung [ $\text{m}/\text{s}^2$ ]
$\alpha$	Neigung des Absorberrohres [ $^\circ$ ]

Aufgrund der flüssigen Wasserschicht, die sich an der Rohrwand befindet, ist die bevorzugte Strömungsform im horizontalen Verdampfer die Ringströmung [2]. Beim Rezirkulationskonzept ist, wie in Abschnitt 2.1.2 erwähnt, der Wassermassenstrom höher als beim Durchlaufkonzept. Die Ringform ist daher in den meisten Fällen vorhanden und muss bei der Auslegung nicht gesichert werden. Beim Durchlaufkonzept steigt dagegen das Risiko einer Schichtenströmung, weil der Massenstrom geringer ist [2].

Um Schichtenströmung zu vermeiden, ist eine Neigung des Verdampferrohres untersucht worden. Studien [19] [2] haben bewiesen, dass bereits eine Neigung des Rohres von  $4^\circ$  den Bereich der Schichtenströmung deutlich verringern. In Abbildung 2.12 ist der minimale Massenstrom für das Sicherstellen von Ringströmung in Abhängigkeit des Druckes für das horizontale und das geneigte Rohr dargestellt. Die Kreise repräsentieren dabei, die durchgeführten Versuche um den minimalen Massenstrom zu bestimmen. Für die Untersuchungen wurde der Austritt des Kollektors 9 (siehe Abbildung 2.7) auf der PSA um 1,75 m gehoben (siehe Abbildung 2.13) um die Neigung von  $4^\circ$  zu erreichen [19]. Allerdings wurde bei den Versuchen bewiesen, dass horizontale Kollektoren eine ausreichende Abkühlung bei den untersuchten Bedingungen gewährleisten und die Beschränkung von 50 K Temperaturdifferenz im Rohrquerschnitt nicht überschreiten. Eine Neigung der Rohre ist somit nicht nötig, weil die Massenströme bei kommerziellen Kraftwerken aufgrund größerer Loop-Länge sogar noch höher als in der Studie sein können [19].



**Abbildung 2.12:** Minimaler Massenstrom für ein horizontales und ein um  $4^\circ$  geneigtes Rohr [19]

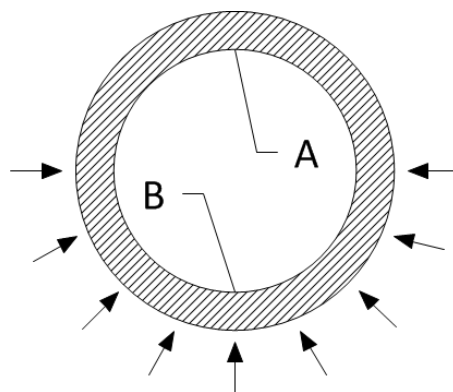


**Abbildung 2.13:** Neigung eines Kollektors um  $4^\circ$  [19]

Weshalb Ringströmung die gewünschte Strömungsform ist, wird im nächsten Abschnitt näher erklärt.

### 2.2.2 Wärmeübergangskoeffizient

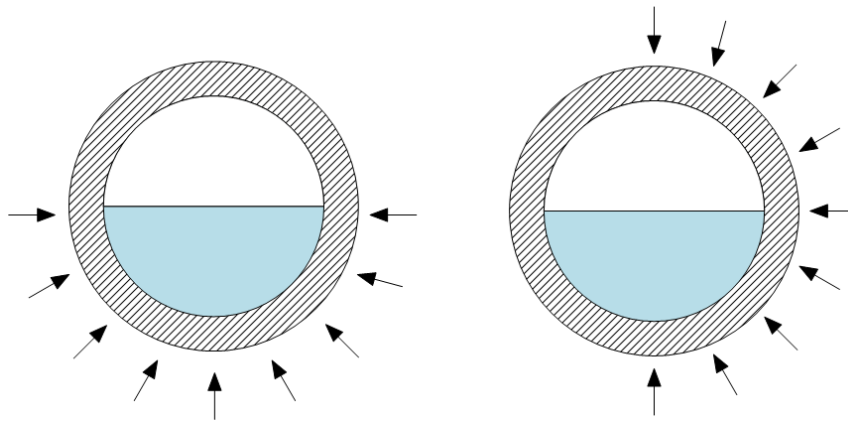
Im Vorwärmer und im Überhitzer herrscht einphasige Strömung, jedoch mit unterschiedlichen Wärmeübergangsbedingungen. Der Wärmeübergangskoeffizient von Wasser im Vorwärmer ist um Größenordnungen höher als der von Dampf im Überhitzerbereich [2]. Es ergeben sich somit in beiden Fällen unterschiedliche Temperaturprofile, die letztendlich auch unterschiedliche Wirkungen auf die Umfangsspannung erzeugen [2]. Steinmann [6] hat festgestellt, dass sich auch der Ort mit der maximalen Spannung ändert, weil das Receiverrohr nur von einer Seite bestrahlt wird. Die maximale Umfangsspannung ist bei niedrigen Wärmeübergangskoeffizienten in der Innenseite der nicht bestrahlten Rohrhälfte (Position A in Abbildung 2.14) während sie sich bei hohen Wärmeübergangskoeffizienten in der Innenseite der bestrahlten Rohrhälfte (Position B in Abbildung 2.14) befindet.



**Abbildung 2.14:** Rohrquerschnitt mit Einphasenströmung

Diese Tatsache ist beim Durchlaufkonzept von großer Bedeutung, da eine Verschiebung des Verdampfungsendpunkts entlang des Rohres zu einer Variation zwischen dem Wärmeübergangskoeffizienten bei Verdampfung und Überhitzung führt. In der oben genannten Studie [6] wurde gezeigt, dass eine schnelle Variation von niedrigem zu hohem Wärmeübergangskoeffizienten zu hohen transienten Umfangsspannungen führt.

Zusätzlich kommt es bei der Zweiphasenströmung zu unterschiedlichen Wärmeübergangskoeffizienten über den Umfang wenn Schichtenströmung herrscht. Der obere, mit Dampf gefüllte Teil des Rohrquerschnitts verfügt über niedrigere Wärmeübergangskoeffizienten als der untere mit Wasser gefüllte Teil [2]. Mittags ist dies kein Problem, weil die bestrahlte Rohrseite über einen guten Wärmeübergang verfügt. Vormittags oder nachmittags kommt aber die Strahlung nicht mehr von unten sondern von der Seite (Abbildung 2.15), sodass die Strömungsform eine wichtigere Rolle spielt [6].



**Abbildung 2.15:** Schichtenströmung mittags (links) und vor-/nachmittags (rechts)

Bei Schichtenströmung ist die Rohrwandtemperaturverteilung bei seitlicher Bestrahlung sehr ungleichmäßig. An der oberen Rohrseite ist die Temperatur wesentlich höher als an der unteren Seite. Diese Temperaturdifferenzen in der Rohrwand führen zu thermischen Spannungen, welche in Dauerbetrieb die Lebensdauer des Verdampferrohrs reduzieren [2].

Im Gegensatz dazu ist bei Ringströmung die Temperaturverteilung gleichmäßig, weil der Wärmeübergangskoeffizient über den Rohrumfang konstant bleibt [2]. Um das Verdampferrohr vor thermischen Spannungen zu schonen, ist somit für genügend Massenstrom zu sorgen, sodass bei der Verdampfung Ringströmung vorherrschen kann.

Kritisch für das Receiverrohr beim Durchlaufkonzept sind somit hauptsächlich die Verdampfungsendzone aufgrund der Schwankungen zwischen Verdampfung und Überhitzung und der Überhitzerbereich wegen dem niedrigen Wärmeübergangskoeffizient. Der Schwerpunkt dieser Arbeit liegt auf der Untersuchung der thermo-mechanischen Belastungen an diesen beiden kritischen Stellen. Nach Hirsch [18] ist für die Einphasenströmung der Wärmeübergangskoeffizient z.B. nach der Gnielinsky-Korrelation [20] zu berechnen und bei Zweiphasenströmung anhand der Annäherung von Gungor und Winter-ton [21]. Nach Glieninsky [20] lässt sich die Nusseltzahl  $Nu_D$  einer turbulenten Strömung wie folgt berechnen:

$$Nu_D = \frac{\left(\frac{f}{8}\right) (Re_D - 1000) Pr}{1 + 12,7 \left(\frac{f}{8}\right)^{1/2} (Pr^{2/3} - 1)} \quad 2.5$$

mit  $Pr$  Prandtl Zahl [-] und  $0,5 \leq Pr \leq 2000$

$Re_D$  Reynolds Zahl [-] und  $3000 \leq Re_D \leq 5 \cdot 10^6$

$f$  Reibungsbeiwert der inneren Absorberwandoberfläche [-]

Daraus wird der Wärmeübergangskoeffizient  $\alpha$  mit folgender Gleichung berechnet:

$$\alpha = \frac{Nu_D \lambda}{D_h} \quad 2.6$$

mit  $\lambda$  Wärmeleitfähigkeit [W/(m K)]

$D_h$  hydraulischer Durchmesser [m]

Bei der Annäherung von Gungor und Winterton [21] wird der Wärmeübergangskoeffizient bei Zweiphasenströmung  $\alpha_{2Ph}$  wie folgt berechnet:

$$\alpha_{2Ph} = E \alpha_l + S \alpha_{bs} \quad 2.7$$

wobei der Wärmeübergangskoeffizient der Fluidphase  $\alpha_l$  nach Dittus-Boelter [22] und der Wärmeübergangskoeffizient des Blasensiedens  $\alpha_{bs}$  nach Cooper [23] berechnet wird  $\alpha_{bs}$  [21]:

$$\alpha_l = 0,023 Re_l^{0,8} Pr_l^{0,4} \frac{\lambda_l}{d_i}$$

$$\alpha_{bs} = 55 P_r^{0,12} (-\log_{10} P_r)^{-0,55} M^{-0,5} \dot{q}^{0,67}$$

und worin [21]

$$E = 1 + 24000 Bo^{1,16} + 1,37 \left( \frac{1}{X} \right)^{0,86} \quad 2.8$$

$$S = \frac{1}{1 + 1,15 \cdot 10^{-6} E^2 Re_l^{1,17}} \quad 2.9$$

$$Bo = \frac{\dot{q}}{k G} \quad 2.10$$

$$X = \left( \frac{1-x}{x} \right)^{0,9} \left( \frac{\rho_g}{\rho_l} \right)^{0,5} \left( \frac{\mu_l}{\mu_g} \right)^{0,1} \quad 2.11$$

mit  $E$  Verstärkungsfaktor [-]

$S$  Unterdrückungsfaktor [-]

$Re_l$  Reynolds Zahl der Flüssigphase [-]

$Pr_l$  Prandtl Zahl der Flüssigphase [-]

$d_i$  Innendurchmesser des Absorberrohrs [m]

$\lambda_l$  Wärmeleitfähigkeit der Flüssigphase [W/(m K)]

$\dot{q}$  Wärmestrom [W]

$M$  Molare Masse [kg/mol]

$P_r$	Reduzierter Druck [Pa]
$Bo$	Siedezahl „Boiling Number“ [-]
$X$	Martinelli Parameter [-]
$k$	Latente Wärme [J/kg]
$G$	Massenstrom [kg/(m <sup>2</sup> s)]
$x$	Dampfgehalt [-]
$\rho_l, \rho_g$	Dichte der Flüssigkeit und des Gases [kg/m <sup>3</sup> ]
$\mu_l, \mu_g$	dynamische Viskosität der Flüssigkeit und des Gases [Pa s]

Es hat sich gezeigt, dass diese Korrelationen in Zusammenhang mit den Messungen an der PSA ausreichend sind und werden aus diesem Grund in dieser Arbeit verwendet [18].

## 2.3 Lebensdauerabschätzung für Ermüdungsbeanspruchung

Im Hinblick auf die Lebensdauerabschätzung der Kollektoren von Parabolrinnen-Solarkraftwerken gibt es bisher schon einige Untersuchungen. Die Herangehensweise dieser Studien lässt sich jedoch sowohl in der Spannungsanalyse, als auch in der Wahl der Norm, nach der sich zu richten ist, unterscheiden. Bei solarthermischen Kraftwerken im Bereich von bis zu 500°C zählt die niederzyklische Ermüdung zum relevantesten Schadenmechanismus [24]. Somit wird ausschließlich die Niedriglastwechselermüdung bei der Abschätzung der Lebensdauer berücksichtigt und die Kriechschädigung wird nicht betrachtet.

### 2.3.1 Richtlinien und Normen

Um die richtige Funktionsweise der Komponenten eines Kraftwerks während seiner kompletten Lebensdauer sicherzustellen, müssen bei der Entwicklung die Belastungen dieser Komponenten risikogemäß berücksichtigt werden [14]. Für konventionelle Druckbehälter gibt es dazu Normen, die in deren Entwicklung zu beachten sind. Bei solaren Dampferzeugern kann zur ersten Einschätzung gemäß diesen Richtlinien für konventionelle Komponenten die Abschätzung der Belastung erfolgen. Allerdings sind die Randbedingungen bei solaren Kraftwerken anders als bei konventionellen [14]. Solare Receiver sind üblicherweise länger als konventionelle Verdampferrohre und besitzen größere Innendurchmesser und Wandstärken [14]. Außerdem ist die Wärmestromdichte, die auf das Absorberrohr einfällt geringer und nicht homogen verteilt. Andererseits jedoch muss das System täglich an- und abgefahren werden [14]. Aus diesem Grund werden für die Ermittlung der Lebensdauer bei solaren Kraftwerken eine Aufstellung von typischen Lastklassen und die Bestimmung ihres Einflusses auf die Lebensdauer empfohlen. Zu diesem Zweck können beispielsweise die Belastungen der aufgestellten Lastklassen in einer FE-Analyse bestimmt werden und daraufhin anhand der konventionellen Normen deren Einfluss auf die Komponentenermüdung und letztendlich die Lebensdauer berücksichtigt werden.

Aktuell wird in der Industrie der Solarthermie hauptsächlich der *ASME Boiler & Pressure Vessel Code* in der Entwicklungsphase benutzt. Dennoch dient das Regelwerk nur als Richtlinie für einen vereinfachten Nachweis gegen Ermüdung [7]. Alternativ werden die DIN-Norm, das AD 2000-Regelwerk und die FKM-Richtlinie für den Festigkeitsnachweis eingesetzt.

Da sich die DIN-Norm unter anderem an das AD-2000 Regelwerk anlehnt, unterscheiden sie sich untereinander nur geringfügig. Um die Lebensdauer zu berechnen, wird anhand von Korrekturen die maßgebende Spannungsschwingbreite ermittelt und dadurch die zulässige Lastwechselzahl bestimmt. Das Verhältnis zwischen der tatsächlichen Anzahl an Lastwechseln und der zulässigen Lastwechselzahl legt die Ermüdungsschädigung fest, die letztendlich die Lebensdauer determiniert [25] [26].

In der FKM-Richtlinie wird die Lebensdauer über den sogenannten zyklischen Auslastungsgrad ermittelt, welcher durch das Verhältnis zwischen der größten Spannungsamplitude und der mit dem Sicherheitsfaktor korrigierte Bauteil-Betriebsfestigkeit definiert wird. Dabei erfolgt die Ermittlung der Bauteil-Betriebsfestigkeit ebenso anhand von Korrekturen.

Die Ermüdungsschädigung aus der DIN-Norm lässt sich bei Wirkung von unterschiedlichen Lastwechseln einfacher akkumulieren als der zyklische Auslastungsgrad der FKM-Richtlinie. Außerdem handelt es sich um eine DIN EN-Norm, die europaweit anerkannt ist. Aus diesen beiden Gründen wird sich in dieser Arbeit zur Berechnung der Lebensdauer nach DIN EN 12952-3 [26] und DIN EN 12952-4 [27] gerichtet. Eine ausführliche Erklärung der Vorgehensweise erfolgt in Kapitel 5 bei der Methodikbeschreibung.

### 2.3.2 Bisherige Analysen im Überhitzerbereich

Als Ansatzpunkt für die Spannungsanalyse im Überhitzerbereich dient die Masterarbeit von Bongardt [24]. Er hat sich in seiner Arbeit mit der Komponentenermüdung eines Parabolrinnenkraftwerks mit Direktverdampfung auseinandergesetzt, welches allerdings mit Rezirkulation als Schaltungskonzept rechnet.

Messdaten von fünf Referenztagen aus dem TSE-I Parabolrinnenkraftwerk in Thailand werden auf ein Referenzkraftwerk skaliert. Mit den Temperaturzeitreihen und der Geometrie der Komponenten wird mit Hilfe transienter Wärmetransportmodelle die Temperaturverteilung über die Bauteilwand und die Zeit berechnet, unter der Berücksichtigung von gleichmäßiger Bestrahlung über den Umfang. Zusammen mit den Zeitreihen der Prozessdrücke wird schließlich nach DIN EN 12952-3 [26] und DIN EN 12952-4 [27] die Lebensdauer der Komponenten abgeschätzt.

Aus den Ergebnissen lässt sich nachvollziehen, dass die Dampftrommel am meisten belastet wird. Der Überhitzersammler und der Frischdampfsammler erweisen bei hohen Druckabfällen eine Ermüdungsschädigung. Dennoch ist für den Überhitzerreceiver keine signifikante Schädigung nachweisbar. Die höchste Belastung erfolgt durch die An- und Abfahrzyklen, welche in solarthermischen Kraftwerken täglich vorkommen.

Noch zu untersuchen bleibt, ob sich beim Durchlaufkonzept die Schlussfolgerungen im Überhitzer ähnlich wie bei Rezirkulation erweisen. Außerdem wurden in der Studie von [24] nur ferritische Stähle untersucht, die nach [7] unkritischer sind als Austenite. In der

DISS-Anlage handelt es sich bei den Receivern jedoch um den austenitischen Edelstahl 321 H (Werkstoffnummer 1.4941). Somit ist das Verhalten bei austenitischen Stählen noch nachzuprüfen. Zusätzlich würde eine Betrachtung von einer nicht homogenen Bestrahlung die Genauigkeit der Ergebnisse erhöhen. Allerdings muss dann die Spannungsverteilung über die Rohrwand anhand einer FE-Analyse bestimmt werden, da die Spannungsermittlung nach DIN EN 12952-3 [26] nur mit über den Umfang homogener Temperaturverteilung möglich ist.

### 2.3.3 Bisherige Analysen in der Verdampfungszone

Für die Analyse in der Verdampfungszone dient neben [6] die Studie von [7] als Ausgangsbasis. Um den Einfluss der Schwankungen im Verdampfungsendpunkt abschätzen zu können, werden Finite-Elemente-Berechnungen zur Ermittlung der Temperaturverteilung über die Rohrwand und der daraus resultierenden mechanischen Spannungen durchgeführt.

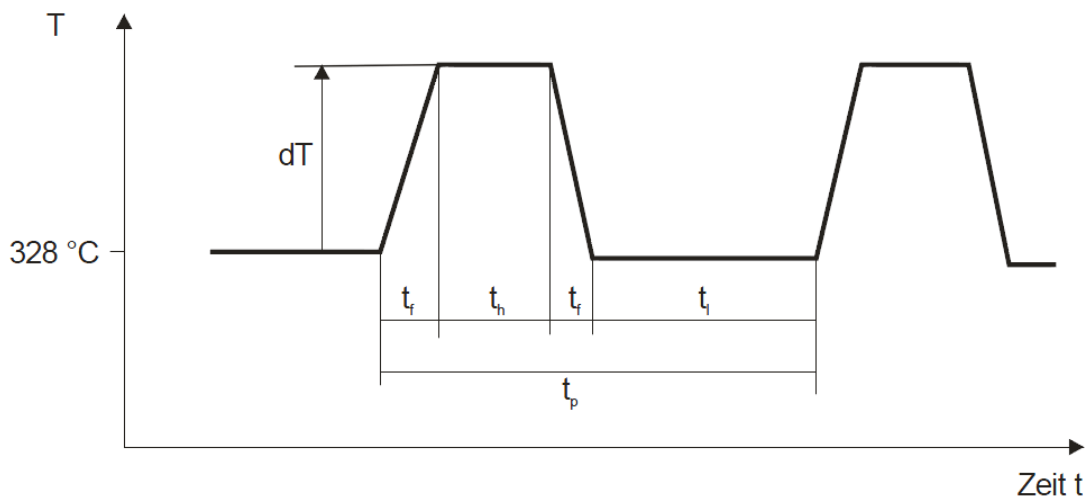
Hierzu werden vier unterschiedliche Lastkollektive aufgesetzt, bei denen die Temperatur gegenüber der Basistemperatur in Zyklen geändert wird:

- Typ I: „Siphoninstabilitäten“ mit hoher Zyklenzahl, aber geringer Amplitude
- Typ II: Schwache strahlungsinduzierte Schwankungen
- Typ III: Starke strahlungsinduzierte Schwankungen
- Typ IV: tägliches An- und Abfahren

Die Parameter, welche die Lastkollektive charakterisieren, sind durch Tabelle 2.1 und Abbildung 2.16 dargestellt.

**Tabelle 2.1:** Parameter der Lastkollektive [7]

Typ		I	II	III	IV
Periode $t_p$	s	60	600	1200	>1 h
Häufigkeit H	1/Jahr	190 000	2 000	1 000	300
Ausschlag dT	K	+25	+40	+80	-250
Flankenzeit $t_f$	s	30	30	40	1 800
Hochzeit $t_h$	s	0	405	850	> 3 600
Tiefzeit $t_l$	s	0	135	270	> 3 600
Ausbreitungs- geschwindigkeit	m/s	$u_{\text{Dampf}}$ ( $0.5 \cdot u_{\text{Dampf}}$ ) $\rightarrow 12$ (6) m/s	$2 \cdot u_{\text{liq}} (u_{\text{Dampf}})$ $\rightarrow 1$ (12) m/s	$2 \cdot u_{\text{liq}} (u_{\text{Dampf}})$ $\rightarrow 1$ (12) m/s	
$u_{\text{dist}}$					



**Abbildung 2.16:** Nomenklatur der Lastkollektive [7]

In einer Voruntersuchung werden zweidimensionale Elemente verwendet und mithilfe des *ASME Boiler & Pressure Vessel Code* [28] wird die Lebensdauer des Rohres abgeschätzt. In der detaillierten Betrachtung werden daraufhin dreidimensionale Elemente benutzt, um anhand der FKM-Richtlinie [29] die Belastungen und die Lebensdauer mit höherer Genauigkeit zu berechnen. In beiden Untersuchungen herrscht im Verdampferrohr Schichtenströmung, sodass in der oberen Rohrseite Dampf vorliegt und die Rohrunterseite aus einem  $150^\circ$  umfassenden, benetzten Bereich besteht. Die Beheizung am Rohr entspricht der solaren Einstrahlung am Mittag und erfolgt somit von unten. Es werden in dieser Studie sowohl ferritische wie auch austenitische Stähle untersucht.

Auf der einen Seite deuten die Ergebnisse der Voruntersuchung darauf hin, dass sich die Lastkollektive III und IV hinsichtlich der mechanischen Belastung wenig unterscheiden und eine gleiche Ermüdungsschädigung aufweisen. Außerdem ist die durch ASME [28] abgeschätzte Lebensdauer deutlich höher, als die, welche in der detaillierten Untersuchung berechnet wird.

Auf der anderen Seite wird aus den Untersuchungen mit dem dreidimensionalen Modell schlussgefolgert, dass aufgrund des höheren linearen Wärmeausdehnungskoeffizienten des austenitischen Werkstoffs, die Lebensdauer eindeutig geringer als beim ferritischen Werkstoff ist. Es wird auch nachgewiesen, dass beruhend auf der geringen Betriebs- und Dauerfestigkeit des Schweißguts im Vergleich zum Grundwerkstoff, die Lebensdauer der geschweißten Verbindungen deutlich geringer ist als die des nicht geschweißten Teils.

In der vorliegenden Arbeit werden zunächst die Randbedingungen und Lastkollektive näher untersucht und an die verfügbaren Daten aus der DISS-Anlage angepasst. Zusätzlich wird in der Spannungsanalyse in der Verdampfungszone besonderer Wert auf den Einfluss der Bestrahlungsrichtung und des Benetzungswinkels gelegt.



### 3 Spannungsanalyse im Überhitzerbereich

Im folgenden Kapitel werden die aufgrund der sich ändernden solaren Einstrahlung induzierten, thermo-mechanischen Spannungen im Überhitzerrohr analysiert. Es wird anhand eines Finite-Elemente-Modells die Temperatur- und Spannungsverteilung über die Rohrwand ermittelt.

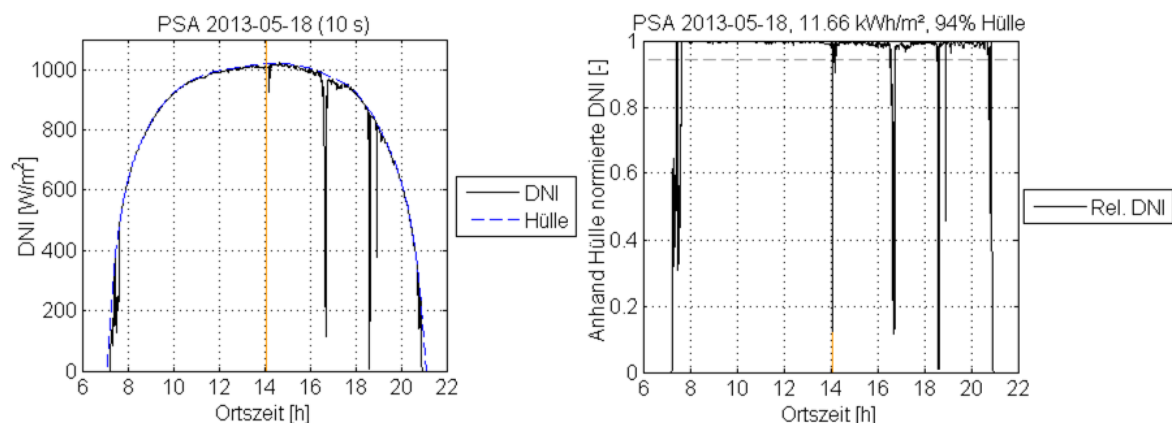
#### 3.1 Randbedingungen

Aus den Messungen der DISS-Anlage werden die Eingabeparameter für eine transiente Simulation in *MATLAB* definiert. Die daraus resultierenden Ergebnisse gelten unter anderem als Randbedingungen für die dann stationäre Finite-Elemente-Analyse in *ANSYS* der jeweiligen Zeitpunkte.

Der Effekt der transienten Terme der thermo-hydraulischen Gleichungen auf die Wandtemperatur ist bei langsamen transienten Verläufen und dünnwandigen Bauteilen vernachlässigbar [30]. Aus diesem Grund wird in der Literatur die thermische Spannungsanalyse im Betriebszustand mithilfe stationärer Modelle durchgeführt. Auch eine Überprüfung mit den Daten der DISS-Anlage legt nahe, dass es keinen Unterschied macht, stationär oder transient zu simulieren. Somit werden in dieser Arbeit für die Spannungsanalyse im Überhitzerbereich stationäre FE-Simulationen benutzt.

##### 3.1.1 Solare Einstrahlung

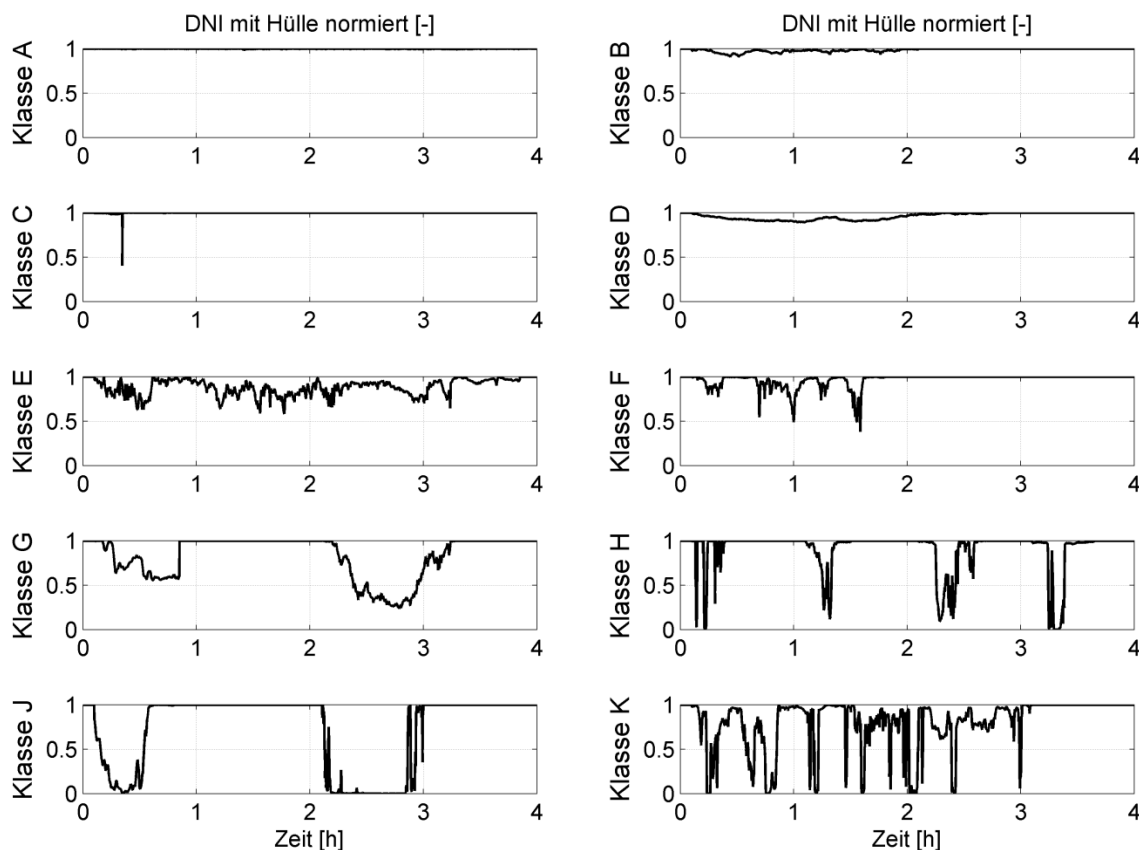
Eine wichtige Randbedingung stellt die solare Einstrahlung dar. Im Jahr 2013 wurden auf der PSA die Daten zur Direktnormalstrahlung mit einer Auslösung von fünf Sekunden ermittelt. Diese jährliche Einstrahlung wurde von Feldhoff [14] hinsichtlich der Erstellung von Störungsklassen untersucht.



**Abbildung 3.1:** Einstrahlung mit Hülle (links) und normierte Einstrahlung (rechts) [14]

Um typische Situationen im Verhalten der Einstrahlung festlegen zu können, hat [14] die tatsächliche Einstrahlung mit der Einstrahlung bei klarem Himmel verglichen. Er hat dazu täglich die konvexe Hülle der direkten Einstrahlung bestimmt, welche bei Sonnen-

aufgang beginnt und bei Sonnenende endet, und die tägliche Einstrahlung damit dividiert. Ein Beispiel dazu ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Links ist die Direktnormalstrahlung mit der entsprechenden Hülle abgebildet und rechts wird die relative Einstrahlung gezeigt, welche aus dem Quotient zwischen Einstrahlung und Hülle gebildet wird. In orange ist der solare Mittag dargestellt. Aus den mit der Hülle normierten Einstrahlungsdaten ergaben sich zehn unterschiedliche Störungsklassen, jeweils mit einer exemplarischen Zeitdauer von vier Stunden (Abbildung 3.2).



**Abbildung 3.2:** Störungsklassen nach [14]

Für die Untersuchung der thermo-mechanischen Belastungen gelten Störungsklassen A bis D als irrelevant, da die Einstrahlungsstörungen kaum bemerkbar sind. Als Randbedingungen für die FE-Analyse werden daher die solaren Einstrahlungen der Störungsklassen E bis K in absoluten Werten eingesetzt.

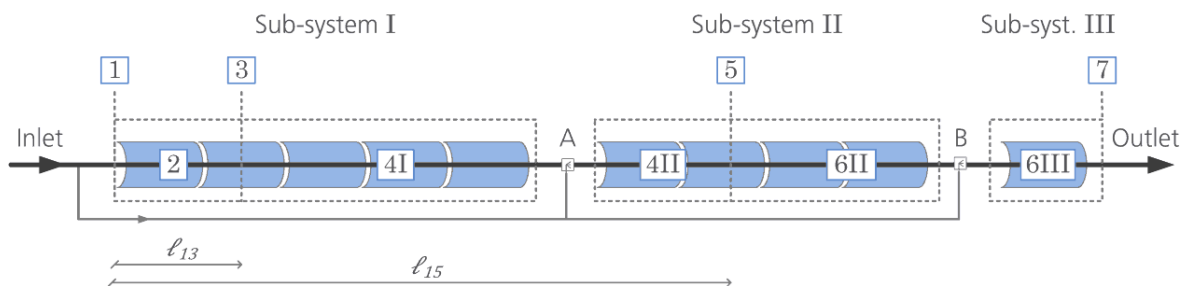
### 3.1.2 Fluidtemperatur

Eine weitere Randbedingung ist die Fluidtemperatur, welche zu jedem Zeitpunkt bestimmt werden muss. Dazu wird das von Felhoff [31] erweiterte sogenannte „moving boundary model“ (MBM) [32] angewendet. Es handelt sich um ein transientes Modell in *MATLAB*, welches das geregelte Verhalten eines Loops mit zwei Einspritzern simuliert.

Das transiente Verhalten eines Dampferzeugers ist durch die Massen-, Energie- und Impulsbilanz beschreibbar, dessen Partielle Differentialgleichungen sowohl zeit- als auch

raumabhängig sind [14]. Um die Simulationszeit zu reduzieren wird beim MBM die Raumabhängigkeit vernachlässigt, sodass nur die Differentialgleichungen über der Zeit betrachtet werden. Es handelt sich somit um ein Modell mit konzentrierten Parametern [14].

Das Modell ist in sieben Raumbereiche unterteilt (Abbildung 3.3): 1 steht für den Eintritt in den Verdampfer, 2 ist der Vorwärmungsbereich, 3 stellt die Grenze zwischen Ein- und Zweiphasenströmung dar, 4 ist der Verdampferbereich, 5 stellt die Grenze zwischen Zweiphasenströmung und Überhitzung dar, 6 ist der Überhitzer und 7 der Austritt des Kollektorstrangs. Der Systemzustand wird anhand der Länge der Raumbereiche ( $l_{13}$  und  $l_{15}$ ) oder deren Begrenzungen (3, 5 und 7) charakterisiert [14]. Beim transienten Modell variiert die Lage dieser Begrenzungen, was dem Modell letztendlich seinem Namen gegeben hat. Um die Information rund um die beiden Einspritzungen verfügbar zu machen, ist das Modell nochmal in drei Subsysteme unterteilt: Subsystem I vom Eintritt bis zur ersten Einspritzung, Subsystem II von der ersten bis zur zweiten Einspritzung und Subsystem III von der zweiten Einspritzung bis zum Austritt [31].



**Abbildung 3.3:** erweiterte *Moving Boundary Model* [31]

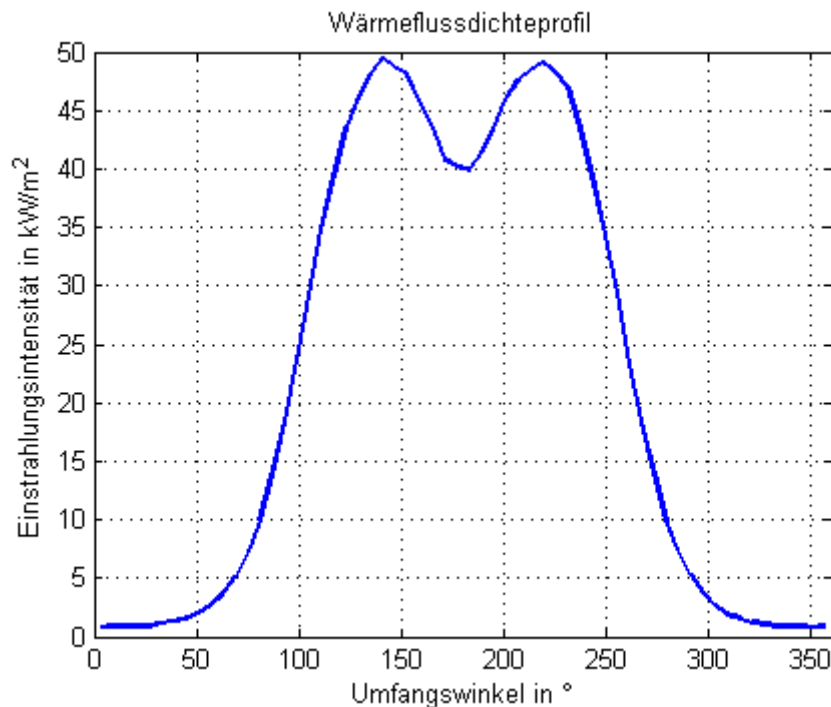
Eingabeparameter sind die Direktnormalstrahlung ( $DNI$ ), der Massenstrom und die Enthalpie am Eintritt und in den jeweiligen Einspritzungen sowie der Fluiddruck am Austritt. Das Modell gibt dann 14 Systemzustände aus: Die mittlere Wandtemperatur und die innere Energie von den fünf Raumbereichen (2, 4I, 4II, 6II und 6III), den Beginn und das Ende der Verdampfung ( $l_{13}$  und  $l_{15}$ ), die Dichte des überhitzten Dampfes ( $\rho_5$ ) und den Druck in Einspritzung A ( $p_A$ ). Die Austrittsparameter von jedem Subsystem werden mit der Enthalpie und der inneren Energie des vorherigen Raumbereiches berechnet [31]. Für die Austrittstemperatur ( $T_7$ ) wird somit der Zustand nach Einspritzung B und die innere Energie aus 6III berücksichtigt. Dabei gelten die Differentialgleichungen der Massen-, Energie- und Impulserhaltung.

Dieses Modell wurde von Feldhoff [31] anhand von Daten der DISS-Anlage validiert. Bei den Untersuchungen wurde festgestellt, dass sich das Modell für eine schnelle Prognose der relevantesten Regelungsvariablen, wie die Austrittstemperatur oder der Verdampfungsendpunkt, eignet. Dennoch ist die Reaktion auf lokale Störungen im Verdampferbereich schwer reproduzierbar. Als Randbedingung für die Fluidtemperatur im FE-Modell wird demnach die Austrittstemperatur ( $T_7$ ) verwendet, für die sich die Anwendung dieses Modelles nach [31] gut eignet.

### 3.1.3 Kollektortyp

Bei einem Parabolrinnenkollektor ist die Wärmestromdichte über den Umfang nicht konstant. In Abbildung 3.4 ist das Wärmestromdichteprofil eines EuroTrough Kollektors über den Umfang dargestellt, wobei der Winkel aus dem obersten Punkt des Rohres aus gezählt wird. Das Profil sieht wie eine Gauß-Verteilung aus, die allerdings bei  $180^\circ$  ein lokales Minimum hat, das vom Schatten des Absorberrohrs auf dem Kollektor-Spiegel und einer Lücke zwischen den Spiegeln erzeugt wird.

Für die thermo-mechanische Analyse wird der EuroTrough Kollektor angenommen, der dem LS-3 Kollektor ähnlich ist. Beim Solarlite Kollektor ist die Einstrahlungsintensität niedriger wegen seiner kleineren Aperturweite. Die Betrachtung des EuroTrough Kollektors ist somit konservativer und daher ausreichend. Stärkere, hier nicht berücksichtigte, Belastungen treten für neu entwickelte Kollektoren wie den Ultimate Trough auf, der eine deutlich größere Aperturweite bei gleichem Absorberrohr besitzt [33]. Die hier präsentierte Methodik kann auch auf diese Kollektoren mit angepasstem Strahlungsprofil angewendet werden.



**Abbildung 3.4:** Wärmeflussdichteprofil EuroTrough Kollektor

Die in Abbildung 3.4 angegebenen Einstrahlungsintensitäten gelten für eine Direktnormalstrahlung von  $1 \text{ kW/m}^2$ . Je nachdem, welche direkte Einstrahlung den Kollektor trifft, ist die Wärmestromdichte mit dem entsprechenden Verhältnis zu multiplizieren. Die absorbierte Wärmestromdichte folgt demzufolge aus dem Produkt von Wärmeflussdichteprofil und dem Verhältnis aus direkter Einstrahlung (aus 3.1.1 in  $\text{kW/m}^2$ ) zu  $1 \text{ kW/m}^2$ .

### 3.1.4 Nominalfall

Während des DUKE Projektes wurde die DISS-Anlage mit neuen Receivern der Firma SCHOTT Solar ausgestattet, welche für bis zu 500°C/110 bar ausgelegt wurden. Im Nominalfall gilt demnach ein Innendruck von 110 bar. Die Receiver sind 4,06 m lang und dessen Absorberrohr aus Edelstahl 321H hat einen Außendurchmesser von 70 mm und eine Wandstärke von 5,5 mm. Das Glasrohr besitzt einen Außendurchmesser von 125 mm und eine 3 mm dicke Wandstärke. Die Emissivität der selektiven Beschichtung entspricht in etwa dem UVAC 2010. Die genauen Werte sind von „UVAC Proposed b“ aus Abb. 3.20 in [34] entnommen worden. Diese und weitere temperaturabhängige Materialdaten werden in Anhang B dargestellt.

Als Massenstrom wird im Nominalfall die Summe aus Eintrittsmassenstrom ( $\dot{m}_I$ ) und den beiden Einspritzungen ( $\dot{m}_A$  und  $\dot{m}_B$ ) betrachtet. Außerdem werden die E bis K Störungsklassen der solaren Einstrahlung für einen Sommertag berücksichtigt. In Tabelle 3.1 sind die Randbedingungen für den Nominalfall zusammengefasst.

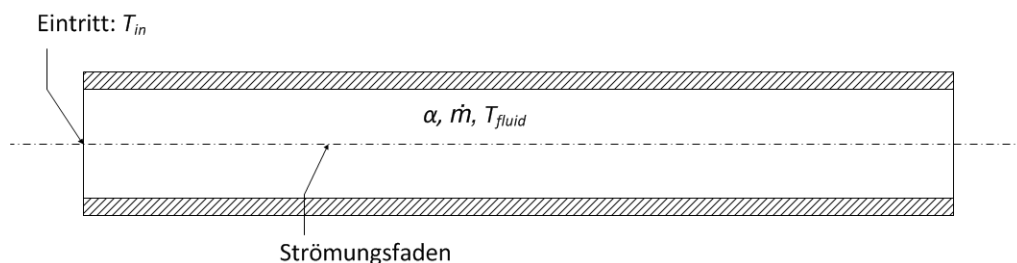
**Tabelle 3.1:** Randbedingungen für den Nominalfall

Randbedingung	Wert
Direktnormalstrahlung $DNI$	Störungen E-K an Sommertag
Massenstrom $\dot{m}$	$\dot{m}_I + \dot{m}_A + \dot{m}_B$ aus MBM
Fluidtemperatur $T_{\text{fluid}}$	$T_7$ aus MBM
Wärmeübergangskoeffizient des Absorberrohrs $\alpha_{AT}$	Berechnet mit Gnielinsky
Wärmeübergangskoeffizient des Glasrohrs $\alpha_{GT}$	27,5 W/m <sup>2</sup>
Innendruck $p_i$	110 bar
Außendurchmesser des Absorberrohrs $d_{a\_AT}$	70 mm
Wandstärke des Absorberrohrs $s_{AT}$	5,5 mm
Außendurchmesser des Glasrohrs $d_{a\_GT}$	125 mm
Wandstärke des Glasrohrs $s_{GT}$	3 mm
Länge des Receivers $l$	4,06 m
Material des Absorberrohrs	Edelstahl 321H
Emissivität der selektiven Beschichtung $\epsilon_{\text{sel.Besch.}}$	UVAC 2010
Emissivität des Glasrohrs $\epsilon_{GT}$	0,86
Kollektortyp	EuroTrough
Umgebungstemperatur $T_{\text{amb}}$	25°C

Das benutzte FE-Modell stammt von Uhlig [35]. Es besteht aus einem thermischen und einem mechanischen Modell. Im ersten Schritt wird die Temperaturverteilung des Absor-

berrohrs anhand eines drei-dimensionalen thermischen FE-Modells bestimmt. Im zweiten Schritt erfolgt die Berechnung der Spannungen im Absorberrohr mittels eines drei-dimensionalen mechanischen FE-Modells. Hierbei wird die Vergleichsspannung nach der Von Mises Hypothese berücksichtigt.

Für die thermische Berechnung wird sowohl das Absorberrohr als auch das Glasrohr modelliert. Die absorbierte Wärmestromdichte der beiden Rohre wird aus den ASCII Dateien *AT\_heat\_fluxes.txt* und *GT\_heat\_fluxes.txt* eingelesen. Diese Dateien enthalten die absorbierte Flussdichte lokal aufgelöst in Tabellenform und sind vom Kollektortyp abhängig (siehe 3.1.3). Dabei stehen in den Spalten die Werte über die Länge und in den Reihen die Werte über den Umfangswinkel. Die Konvektion durch Innenströmung erfolgt unter der Berücksichtigung des Wärmeaustauschs zwischen Absorberrohr und Fluid durch einen sogenannten Strömungsfaden (siehe Abbildung 3.5). Auf der Innenseite des Rohres gilt der homogene Wärmeübergangskoeffizient  $\alpha$ . Die Fluidtemperatur am Eintritt  $T_{in}$  und der Massenstrom  $\dot{m}$  des Fluides sind auch bekannt. Anhand diesen Randbedingungen und den Stoffwerten des Fluides wird die Wärmeübertragung in Abhängigkeit der tatsächlichen Fluidtemperatur  $T_{fluid}$  berechnet. Der konvektive Verlust des Glasrohres an die Umgebung wird durch den Wärmeübergangskoeffizienten des Glasrohres und die Umgebungstemperatur berücksichtigt. Der Strahlungsaustausch zwischen dem Absorberrohr und dem Glasrohr wird genauso wie die Abstrahlung des Glasrohres an die Umgebung durch eine graue diffuse Strahlungsmodellierung berücksichtigt. Nötig dafür sind die Emissivität der Beschichtung des Absorberrohres und die des Glasrohres sowie die Umgebungstemperatur. Das thermische Modell verwendet keine richtungsbezogenen Randbedingungen und ist in einem zylindrischen Koordinatensystem definiert. Dabei stellt die Z-Achse die Länge, die X-Achse den Radius und die Y-Achse den Umfangswinkel dar [35].

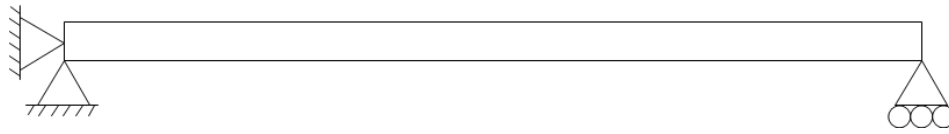


**Abbildung 3.5:** Wärmeaustausch mit Fluid durch Strömungsfaden

Bei der mechanischen Berechnung wird nur das Absorberrohr modelliert. Die Schwerkraft des Fluids wird durch eine hydrostatische Druckverteilung berücksichtigt. Für die Berücksichtigung der Schwerkraft des Absorberrohres wird eine Erdbeschleunigung von  $9,81 \text{ m/s}^2$  definiert. Die thermischen Dehnungen werden anhand der Temperaturverteilung der vorherigen thermischen Simulation berechnet. Der Innendruck wird als Flächenpressung auf der Innenseite des Absorberrohres modelliert.

Um die Lagerung des Receivers nachzubilden, werden an den Rohrenden einige Lager definiert (siehe Abbildung 3.6). An einem Rohrende wird die Verschiebung der Knoten in Z-Richtung unterdrückt. Am anderen Ende kann die Wärmedehnung entlang der Z-Achse stattfinden, aber der Querschnitt bleibt in einer Ebene parallel zur Y-Achse. Eine radiale Dehnung ist möglich, allerdings sind die Rohrenden so gelagert, dass es nicht zu einem Verdrehen des Rohres kommen kann. Dies führt zusätzlich zu einer Lagerung in Richtung der Erdbeschleunigung. Beim mechanischen Modell erfolgen die Erdbeschleunigung in

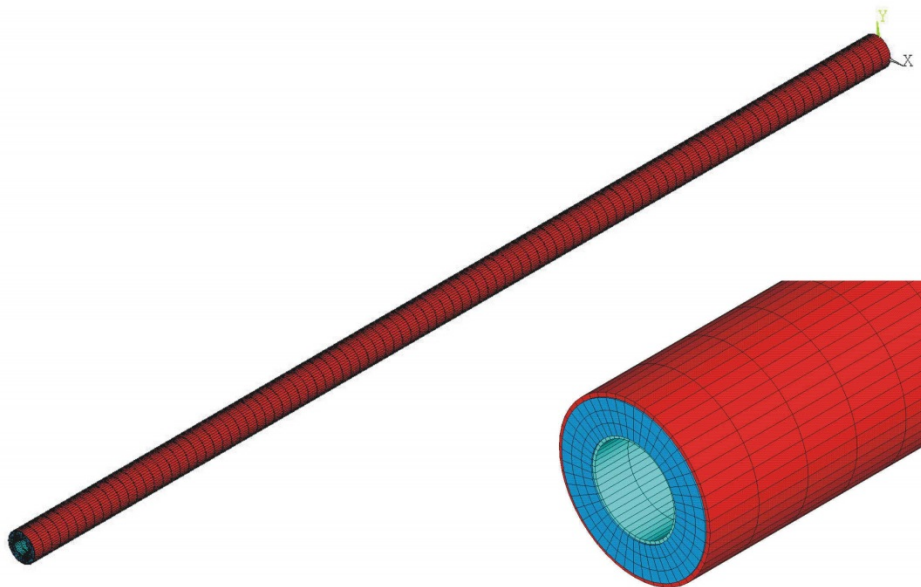
einem kartesischen Koordinatensystem und die Lagerung an den Rohrenden in einem zylindrischen Koordinatensystem [35].



**Abbildung 3.6:** Lagerung des Absorberrohres

Sowohl das thermische als auch das mechanische Modell werden mit quadratischen, oktaedrischen Volumenelementen vernetzt. Beim ersten mit dem Freiheitsgrad *Temperatur* und beim zweiten mit den Freiheitsgraden *Verschiebungen in X-, Y- und Z-Richtung*. Die Netzfeinheit wird im Nominalfall so definiert, dass es 1 Element über die Wandstärke, 36 Elemente über den Umfang und 50 Elemente über die Länge gibt. In Abbildung 3.7 ist nochmals die Diskretisierung des FE-Modells dargestellt. In rot ist das Glasrohr und in hellblau das Absorberrohr abgebildet. Die dunkleren, blauen Ringe dienen zum Abschluss des Strahlungsraumes. Dennoch besitzen sie keine Randbedingungen und sind nicht mit den Absorber- und Glasrohr verbunden [35].

Für die thermo-mechanische Analyse gelten einige Einschränkungen. Es wird nur eine linear-elastische Analyse betrachtet bei der keine Inhomogenitäten berücksichtigt werden. Die Rohrübergänge, so wie Schweißnähte, werden nicht abgebildet und die Lagerstellen werden idealerweise steif angenommen. Der thermische Einfluss der Aufhängung an den Rohrenden wird nicht berücksichtigt [35].



**Abbildung 3.7:** Diskretisierung des FE-Modells [35]

## 3.2 Sensitivitätsbetrachtungen

Die Aussagekraft der Ergebnisse wird anhand verschiedener Sensitivitätsbetrachtungen analysiert.

### 3.2.1 Netzqualität

Bei FE-Analysen ist die Untersuchung der Netzqualität vorrangig um sicherzustellen, dass die Ergebnisse netzunabhängig sind. Zu diesem Zweck wird ein Ausschnitt von ca. 20 min aus Störungsklasse G mit unterschiedlichen Netzparametern simuliert. Es wird die Anzahl der Elemente über die Wandstärke ( $E_s$ ), den Umfang ( $E_U$ ) und die Länge ( $E_L$ ) erhöht, sodass sich insgesamt die 14 unterschiedlichen Netze aus Tabelle 3.2 ergeben. Bei der Wahl der Netzparameter muss darauf geachtet werden, dass eine sinnvolle Geometrie der Netzelemente und die Limitierung von ANSYS 15.0 von maximal 256000 Knoten respektiert werden. Die Anzahl der Elemente über den Umfang darf z.B. nicht die Anzahl der Elemente über die Länge übertreffen. Weiterhin ist aufgrund der Überschreitung von 256000 Knoten keine Simulation mit Netz 14 möglich.

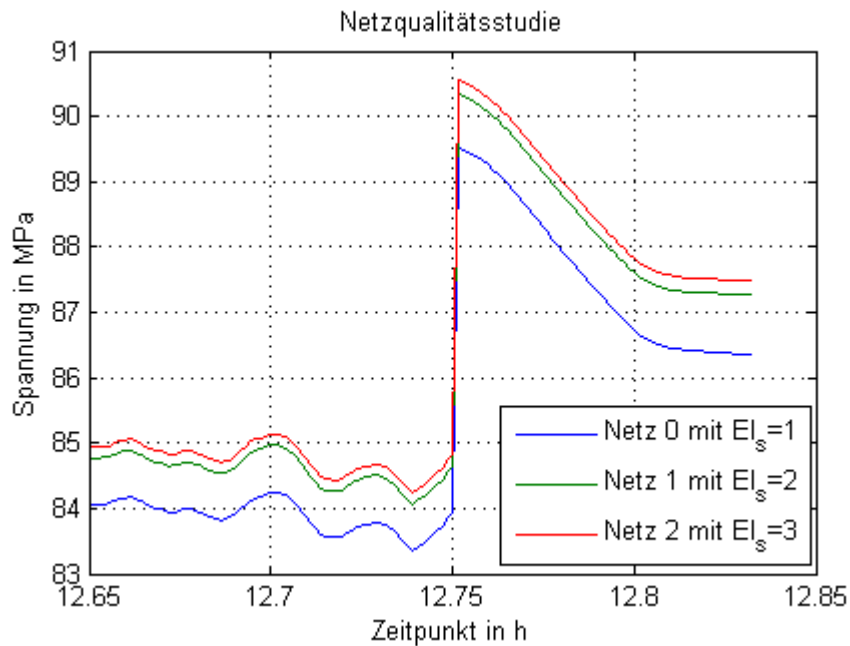
**Tabelle 3.2:** Netzvarianten zur Bewertung der Netzqualität

Anzahl der Elemente	Wandstärke	Umfang	Länge	Gesamt	Knotenanzahl
Netz 0	1	36	50	4694	20780
Netz 1	2	36	50	6494	28091
Netz 2	3	36	50	8294	35399
Netz 3	1	36	100	9244	39733
Netz 4	2	36	100	12844	54241
Netz 5	3	36	100	16444	68749
Netz 6	1	72	100	18388	79261
Netz 7	2	72	100	25588	108277
Netz 8	3	72	100	32788	137293
Netz 9	1	36	200	18344	77633
Netz 10	2	36	200	25544	106541
Netz 11	3	36	200	32744	135449
Netz 12	1	72	200	36488	154961
Netz 13	2	72	200	50888	212777
Netz 14	3	72	200	-	-

Wenn die Anzahl der Elemente über die Wandstärke erhöht wird, ergeben sich im Verlauf etwas höhere Spannungen. In Abbildung 3.8 ist beispielhaft der Vergleich der Netze 0, 1 und 2 dargestellt. Bei der Erhöhung von 1 auf 2 Elemente über die Wandstärke er-

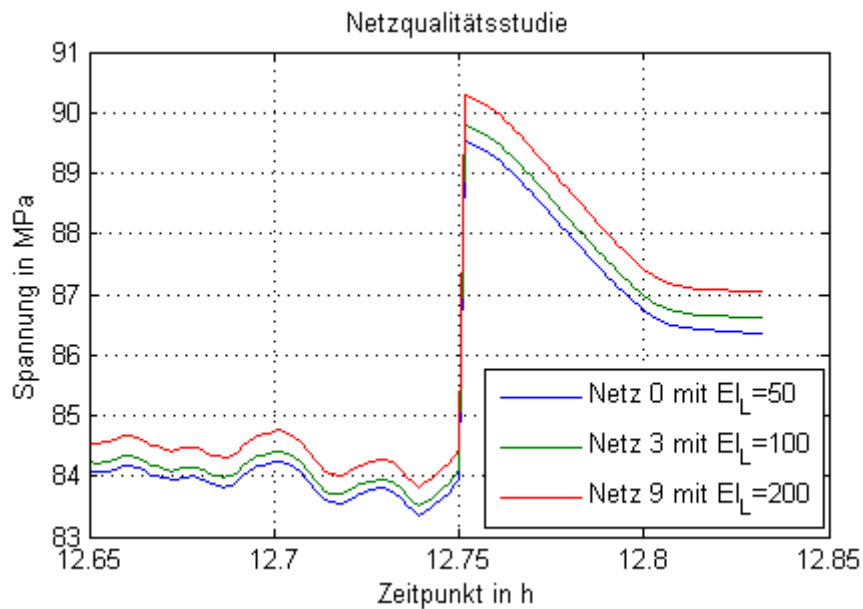


folgt eine relative Abweichung von 1,25%. Steigt die Anzahl der Elemente auf 3, so wird mit einer zusätzlichen Abweichung von 0,25% gerechnet.



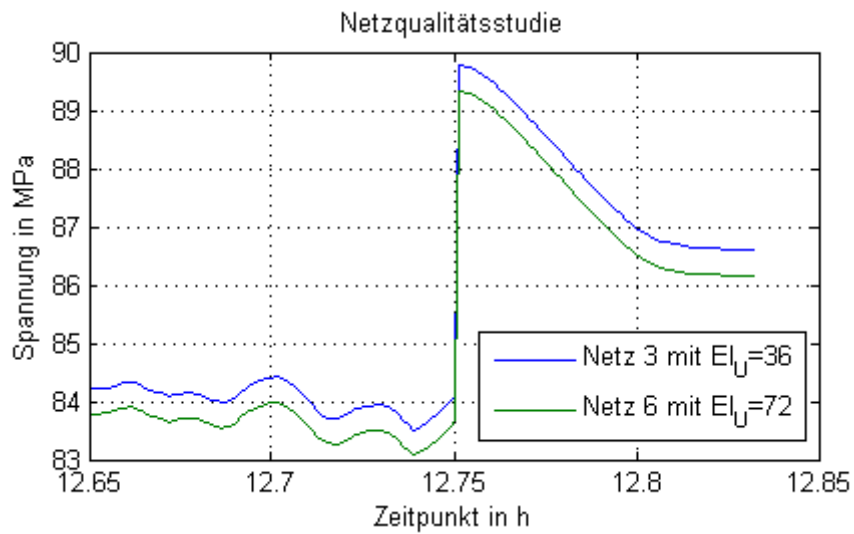
**Abbildung 3.8:** Einfluss der Verfeinerung des Netzes über die Wandstärke

Auch bei der Zunahme von Elementen über die Länge sind höhere Spannungen zu betrachten. Abbildung 3.9 zeigt den Verlauf der Spannung für Netze 0, 3 und 9. Die Verdopplung der Anzahl von 50 auf 100 bewirkt eine Abweichung von 0,3%. Eine weitere Duplizierung von 100 auf 200 fügt 0,55% Abweichung hinzu.



**Abbildung 3.9:** Einfluss der Verfeinerung des Netzes über die Länge

Wenn allerdings die Elemente über den Umfang verdoppelt werden, ergeben sich niedrigere Spannungen. In Abbildung 3.10 wird beispielhaft der Vergleich der Netze 3 und 6 dargestellt. Bei der Verdopplung von 36 auf 72 Elementen über den Umfang ist die relative Abweichung ca. 0,55%.



**Abbildung 3.10:** Einfluss der Verfeinerung des Netzes über den Umfang

Der größere Einfluss auf die Ergebnisse hat sich bei der Änderung der Elemente über die Wandstärke erwiesen. Die maximale relative Abweichung zu dem ursprünglichen Netz ergibt sich jedoch bei Netz 11, wo sich der Einfluss der Verfeinerung über die Wandstärke mit dem der Verfeinerung über die Länge addiert. In Tabelle 3.3 werden die Ergebnisse der Netzqualitätsstudie bezüglich Rechenaufwand und relative Abweichung zu Netz 0 zusammengefasst.

**Tabelle 3.3:** Ergebnisse der Netzqualitätsstudie

	Rechenaufwand	Relative Abweichung zu Netz 0 [%]
Netz 0	2 h 35 min	-
Netz 1	5 h 48 min	1,25
Netz 2	11 h 2 min	1,27
Netz 3	6 h 2 min	0,3
Netz 4	13 h 29 min	1,31
Netz 5	25 h 42 min	1,56
Netz 6	17 h 36 min	0,34
Netz 7	39 h	0,76
Netz 8	90 h 22 min	1,02
Netz 9	14 h 27 min	0,84
Netz 10	31 h 13 min	1,81
Netz 11	59 h 43 min	2,05
Netz 12	48 h 39 min	0,35
Netz 13	116 h 21 min	1,29

Die relativen Abweichungen, die sich bei der Netzunabhängigkeitsstudie ergeben haben, sind relativ klein. Des Weiteren nimmt der Rechenaufwand bei der Verfeinerung des Netzes sehr schnell zu. Bei Netz 11 liegt die Abweichung zum ursprünglichen Netz bei 2,05% und der Rechenaufwand hat sich dabei von ca. 2,5 Stunden auf ca. 2,5 Tagen erhöht. Es ist zusätzlich zu bedenken, dass bei der Netzstudie nur 20 Minuten von einer 4 Stunden langen Störungsklasse simuliert wurden. Da sich die Werte der Spannung nicht wesentlich verändern, aber die Rechenzeit deutlich steigt, werden für die Spannungsanalyse die ursprünglichen Netzparameter eingesetzt:

- 1 Element über die Wandstärke
- 36 Elemente über den Umfang
- 50 Elemente über die Länge.

### 3.2.2 Auflösung

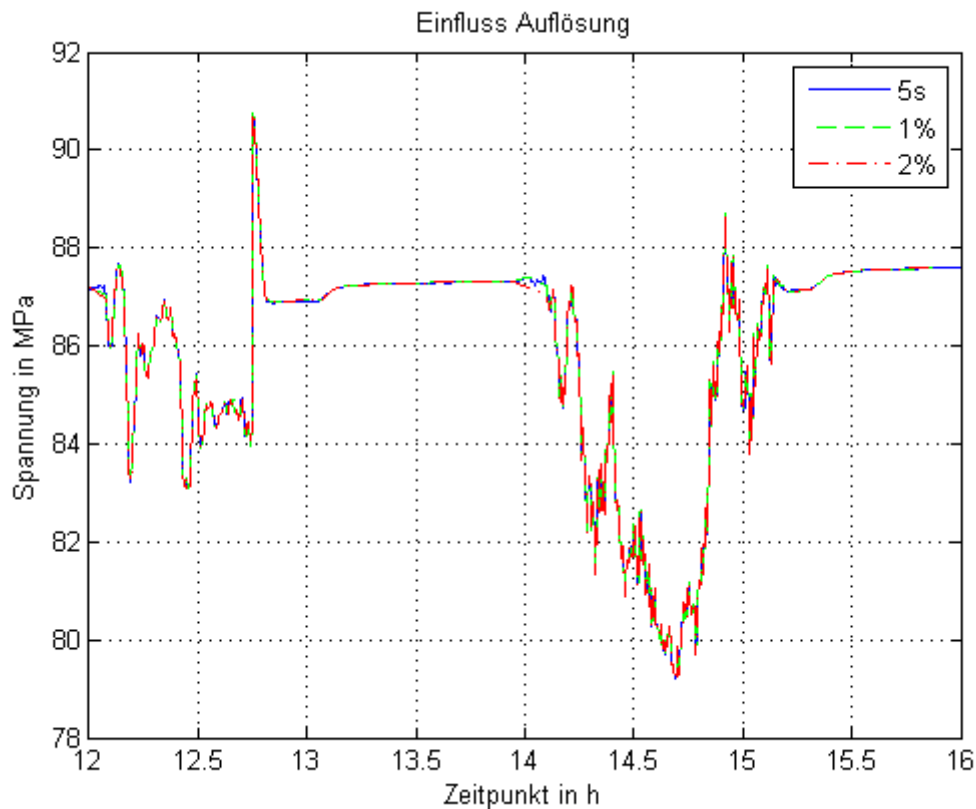
Die Daten aus der DISS-Anlage sind in einer zeitlichen Auflösung von 5s gespeichert worden und die zu simulierenden sechs Störungsklassen haben jeweils eine Zeitdauer von 4h. Wenn die stationären Simulationen im FE-Modell in derselben Auflösung durchgeführt werden, entspricht das insgesamt 2880 Simulationen pro Störungsklasse. Dieser Rechenaufwand ist aufgrund der meist geringen Änderungen innerhalb von 5 s nicht gerechtfertigt.

Um die Rechenzeit zu reduzieren, werden nur die Zeitschritte berücksichtigt, bei denen eine bedeutende Änderung vorfällt. Es wurden dafür zwei Fälle untersucht bei denen eine Minstdifferenz von 1% bzw. 2% zwischen den Werten zweier Zeitschritte vorkommt. Wenn also die Differenz bei der Einstrahlung, dem Massenstrom oder der Fluidtemperatur größer ist als der gewünschte Wert, wird der infrage kommende Zeitschritt für die FE-Analyse betrachtet. In Tabelle 3.4 wird der Rechenaufwand für die zwei verschiedenen Minstdifferenz-Auflösungen mit dem der 5 s-Auflösung für die Störungsklasse G beispielhaft verglichen. Bereits die 1%-Differenz Auflösung, reduziert die Rechenzeit auf weniger als die Hälfte. Allerdings ist die Reduktion von der 1% auf die 2% Auflösung nicht mehr so relevant.

**Tabelle 3.4:** Rechenaufwand der verschiedenen Auflösungen für Störungsklasse G

Rechenaufwand	5 s-Auflösung	1%-Differenz	2%-Differenz
Anzahl der Simulationen	2881	1226	1139
Rechenzeit [h]	40	17	16

Wenn man den sich aus der FE-Analyse ergebenden Spannungsverlauf eines Knotens der jeweiligen Auflösungen analysiert, wird festgestellt, dass es keinen großen Unterschied zwischen den einzelnen Auflösungen gibt. In Abbildung 3.11 wird für die Störungsklasse G der Spannungsverlauf des Knotens mit der maximalen Spannung in den drei Fällen dargestellt. Bei der 1%-Simulationen ist der maximale Unterschied zur 5s-Simulation kleiner als 0,35%, bei der 2%-Simulation kleiner als 0,5%.

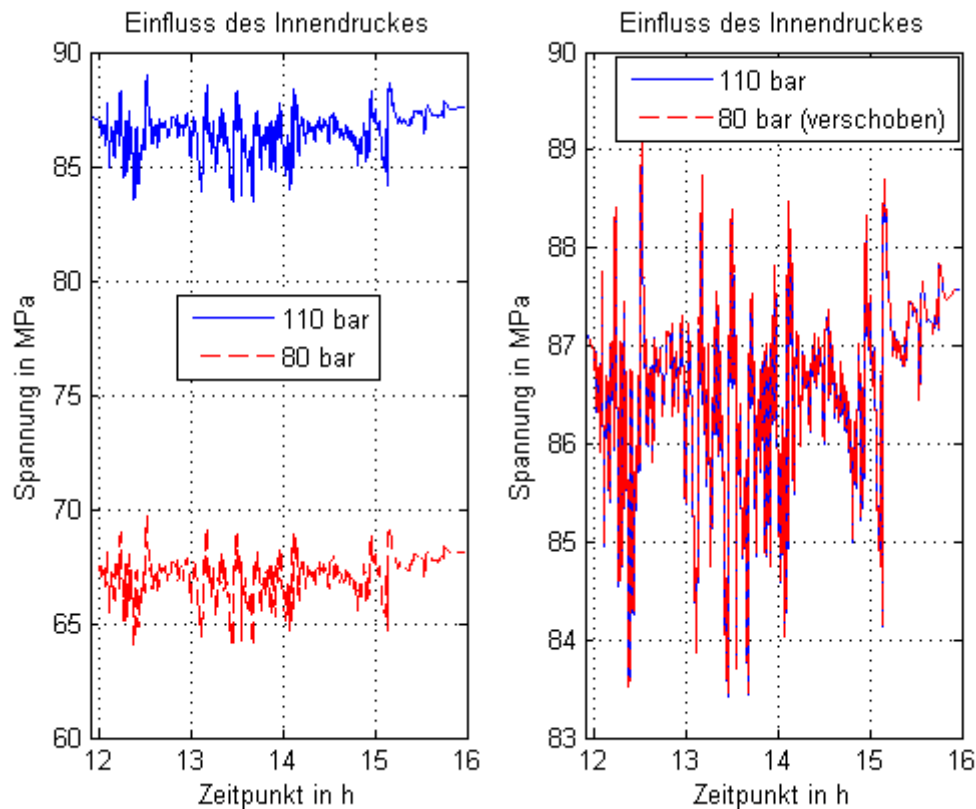


**Abbildung 3.11:** Einfluss der Auflösung bei Störungsklasse G

Für weitere Analysen wird die 1%-Auflösung gewählt, da sich die Rechenzeit deutlich verringert und keine wichtige Information dabei verloren geht.

### 3.2.3 Einfluss des Innendruckes

Im Nominalfall wird Vollast angenommen, welche bei einem Innendruck von 110 bar stattfindet. Um den Einfluss des Innendruckes zu untersuchen, wird der Innendruck auf 80 bar reduziert, was dem Druck bei der Entladung des Speichers entspricht (siehe Abschnitt 2.1.1). In Abbildung 3.12 ist der Spannungsverlauf bei 110 bar und bei 80 bar für die Störungsklasse E dargestellt. Im linken Diagramm ist zu erkennen, dass sich bei niedrigerem Innendruck die Kurve nach unten verschiebt. Wenn die Verschiebung an der Y-Achse vernachlässigt wird (Abbildung 3.12 rechts), wird festgestellt, dass sich an dem Verlauf kaum ein Unterschied ergibt.



**Abbildung 3.12:** Einfluss des Innendruckes bei Störungsklasse E

Die Spannungen am Rohr werden einerseits von der Temperaturverteilung und andererseits von dem Innendruck verursacht. Dabei ist die Innendruckspannung unabhängig von der Einstrahlung, der Temperatur oder dem Massenstrom. Der Versatz und die vernachlässigbaren Änderungen im Verlauf bei zwei verschiedenen Druckniveaus erscheinen daher sinnvoll. Der Spannungsunterschied zwischen den Simulationen bei 110 bar und 80 bar bei allen Störungsklassen liegt bei Werten zwischen 19 und 19,55 MPa. Wenn die mittlere Vergleichsspannung nach der Schubspannungshypothese  $\sigma_{v, Sch}$  bei 110 bar mit der bei 80 bar subtrahiert wird, kommt man auf einen ähnlichen Wert von 17,59 MPa. Dabei erfolgt jeweils die Berechnung der mittleren Vergleichsspannung  $\sigma_{v, Sch}$  mit folgender Gleichung [36]:

$$\sigma_{v, Sch} = \frac{p_i}{2} \cdot \left( \frac{d_i}{s} + 1 \right) \quad 3.1$$

mit  $p_i$  Innendruck [MPa]  
 $d_i$  Innendurchmesser des Absorberrohrs [mm]  
 $s$  Wandstärke [mm]

In erster Näherung kann daher die vereinfachte Formel zur Verschiebung eines Spannungsverlaufs herangezogen werden.

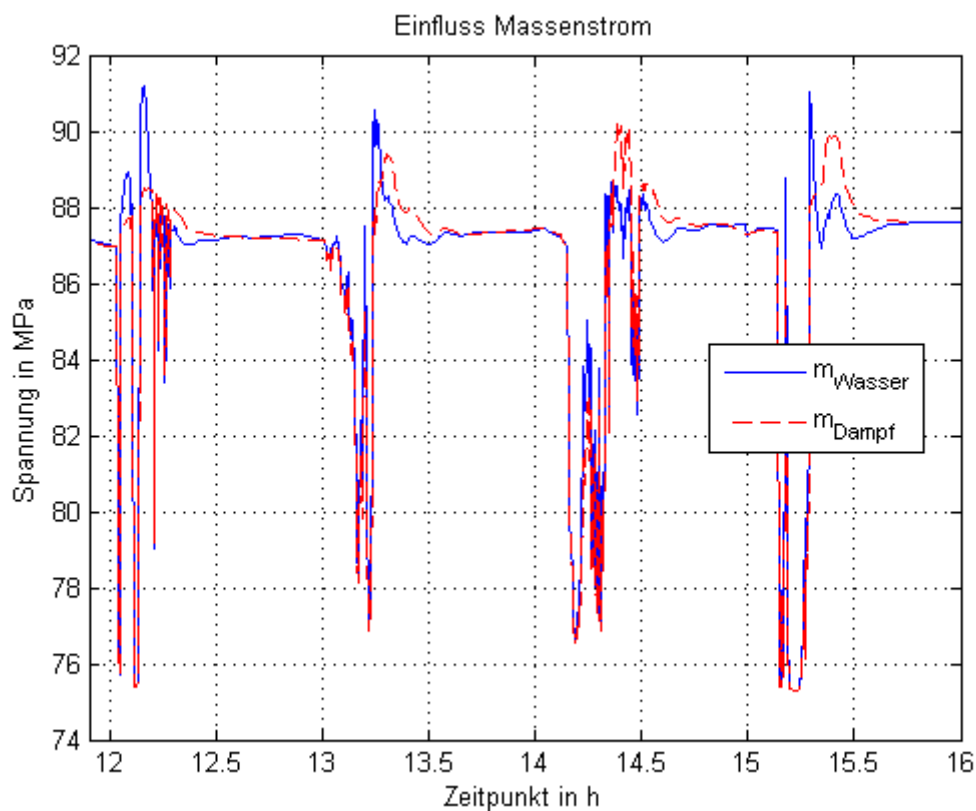
Wie in Kapitel 5 näher erklärt wird, ist in der Lebensdauerabschätzung die Spannungsschwingbreite relevant. Je größer diese ist, desto schädlicher für das Bauteil. Auch die

mittlere Spannung hat einen Einfluss auf die Lebensdauer, bei dem es schädlicher ist, je höher diese ist. Die Betrachtung des Spannungsverlaufs bei 110 bar ist daher genug, da sich bei 80 bar die Schwingbreite nicht verändert und sich nur die mittlere Spannung verringert.

### 3.2.4 Einfluss des Massenstromes

Für den Massenstrom wurde im Nominalfall angenommen, dass der Dampfmassenstrom im Überhitzer derselbe ist wie die Summe aus dem Wassermassenstrom am Eintritt und an den beiden Einspritzungen. Diese Annahme wurde getroffen, weil der tatsächliche Dampfmassenstrom am Eintritt des Überhitzers nicht bekannt ist. Allerdings ist der Dampfmassenstrom am Austritt bekannt. Um den Einfluss des Massenstromes beurteilen zu können, wird der Dampfmassenstrom am Austritt als Randbedingung für die FE-Analyse gesetzt.

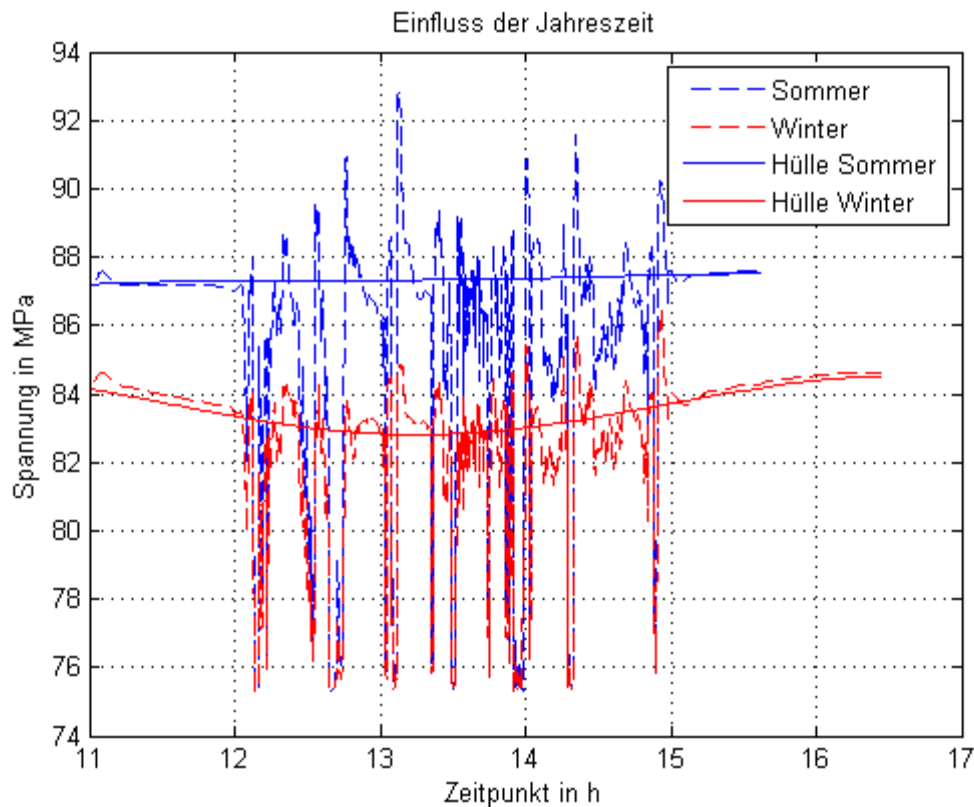
Aus dem Vergleich zwischen den Simulationen mit dem Wassermassenstrom und denen mit dem Dampfmassenstrom lässt sich feststellen, dass ein signifikanter Unterschied von bis zu 5% vorhanden ist. In Abbildung 3.13 wird beispielhaft der Einfluss des Massenstroms dargestellt. Es ist außerdem zu erkennen, dass kein klares „worst case“ Szenario abgeleitet werden kann, da manche Situationen für den einen und manche für den anderen kritischer sind.



**Abbildung 3.13:** Einfluss des Massenstromes bei Störungsklasse H

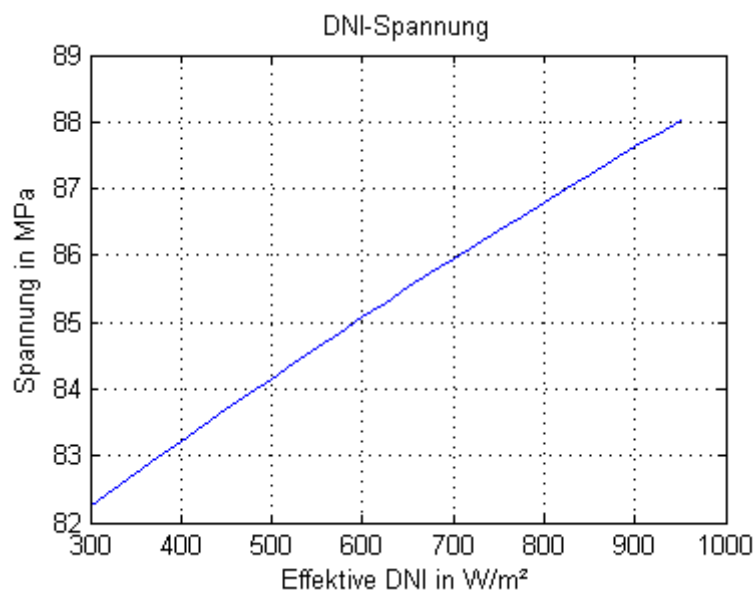
### 3.2.5 Einfluss der Jahreszeit

Im Nominalfall wurden die E bis K Störungen für einen Sommertag simuliert. An einem Wintertag ist die effektive Direktnormalstrahlung niedriger aufgrund des niedrigeren Winkelfaktors  $IAM$ . Somit ist an einem Wintertag, die maximale Spannung niedriger. In Abbildung 3.14 ist der Spannungsverlauf des Knotens mit der maximalen Spannung für Störungsklasse K bei einem Sommer- und einem Wintertag dargestellt. Es sind auch die Spannungsverläufe der jeweiligen Hülle abgebildet. Dabei ist die Hülle, wie schon in Abschnitt 3.1.1 erwähnt, die Einstrahlung, die sich bei klarem Himmel ergeben würde. Im Winter ist beim solaren Mittag der Einfallswinkel größer, sodass der Winkelfaktor  $IAM$  niedriger ist und dementsprechend auch die effektive Direktnormalstrahlung. Es ergibt sich somit dort beim Spannungsverlauf der Hülle ein Minimum, der sich auch in der Tendenz des Spannungsverlaufes der Störung im Winter wiederfindet. Bei Störungsklasse K wird die Direktnormalstrahlung an manchen Stellen beinahe bis zu null reduziert, sodass dort der Unterschied zwischen Sommer und Winter verschwindet und demzufolge die ergebenen Spannungen dieselben sind.



**Abbildung 3.14:** Einfluss der Jahreszeit bei Störungsklasse K

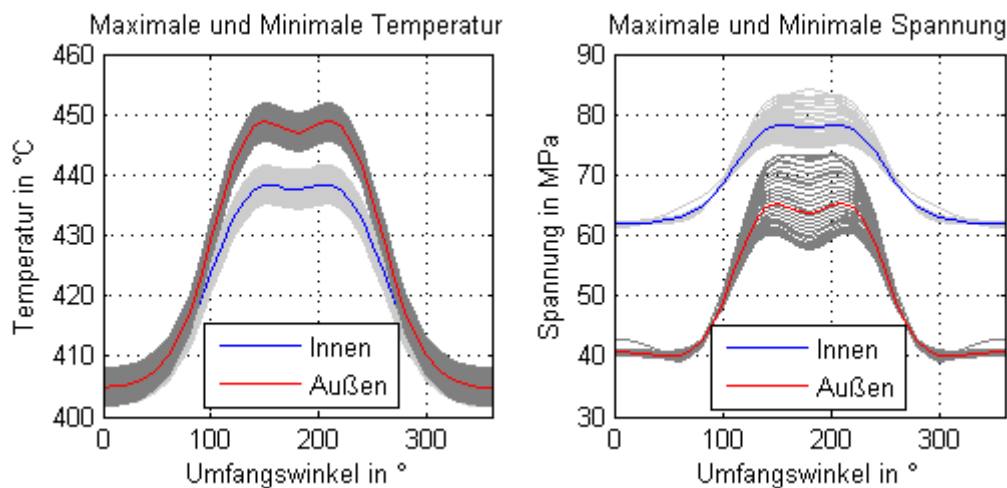
In Abbildung 3.15 ist der Zusammenhang zwischen der DNI und der Spannung dargestellt. Beim Sommertag wurde eine DNI um die  $860 \text{ W/m}^2$  angenommen während sie beim Wintertag auf  $500 \text{ W/m}^2$  reduziert wird. So kommt es, dass die Spannung bei klarem Himmel von  $87,5 \text{ MPa}$  auf  $84 \text{ MPa}$  sinkt. Da im Sommer sowohl die Mittelspannung als auch die Schwingbreite größer sind werden bei der Lebensdaueranalyse konservativerweise nur die Ergebnisse der Sommertage berücksichtigt.



**Abbildung 3.15:** Einfluss der DNI auf die Spannung

### 3.2.6 Identifikation der kritischsten Orte

In der Studie von [6] wurde darauf hingewiesen, dass sich der Knoten mit der maximalen Spannung bei  $180^\circ$  in der inneren Rohrwand befindet (siehe Abschnitt 2.2.2). Aus diesem Grund wurde bisher nur der Spannungsverlauf dieses Knotens betrachtet. Allerdings ist für die Lebensdaueranalyse nicht der Ort mit der höchsten Spannung relevant, sondern der, bei dem die höchsten Spannungsschwingbreiten vorkommen.



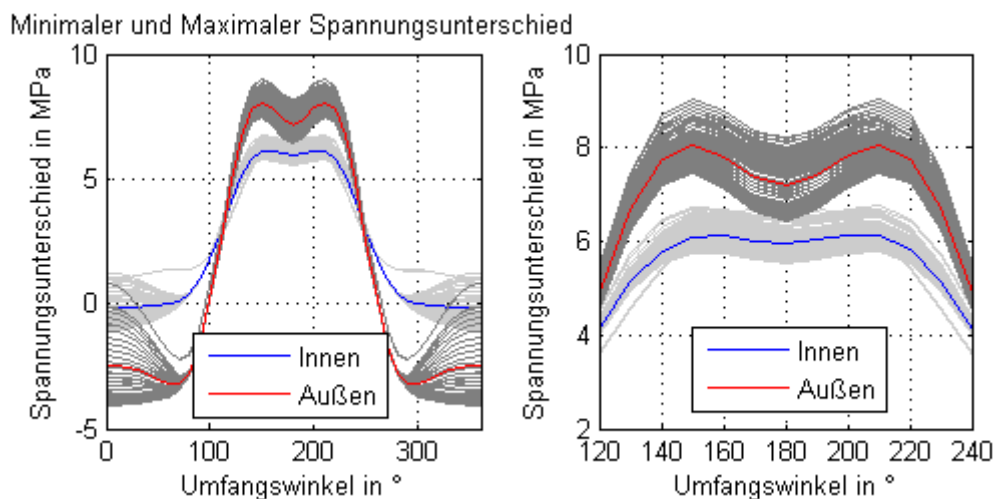
**Abbildung 3.16:** Temperatur und Spannung über den Umfang an der Innen- und Außenwand für Fluidtemperatur von  $400^\circ\text{C}$ , Dampfmassenstrom von  $0,84\text{ kg/s}$ , Wärmeübergang von  $1270\text{ W/(m}^2\text{ K)}$  und Einstrahlung von  $860\text{ W/m}^2$

Bei einer näheren Betrachtung der Temperatur- und Spannungsverteilung über den Umfang wird festgestellt, dass sich die maximalen Temperaturen in der äußeren Rohrwand bei  $150^\circ$  und  $210^\circ$  befinden und die maximalen Spannungen in der inneren Rohrwand bei  $180^\circ$ . Ein Beispiel dazu ist in Abbildung 3.16 dargestellt. In hellgrau werden die



Temperatur- (links) bzw. Spannungsverteilung (rechts) über den Umfang an der inneren Rohrwand für unterschiedliche Querschnitte entlang der Länge abgebildet. In dunkelgrau werden die Verteilungen an der äußeren Rohrwand dargestellt. Dabei wird der Mittelwert der Verteilungen an der Innenwand blau und der an der Außenwand rot angezeigt. Diese Verteilung der Temperatur ergibt sich aufgrund der ähnlichen Verteilung des Wärmeflussdichteprofiles (siehe Abbildung 3.4).

Wird anstatt der Spannung der Spannungsunterschied zwischen zwei Zeitpunkten betrachtet, so wird erkannt (siehe Abbildung 3.17), dass die maximale Spannungsschwingbreite bei  $150^\circ$  und  $210^\circ$  in der äußeren Rohrwand liegt. In Abbildung 3.17 werden wieder in grau die Verteilungen verschiedener Querschnitte über der Länge dargestellt und in blauer bzw. roter Farbe jeweils der Mittelwert dieser. Bei der Untersuchung von den Maximalwerten entlang der Länge des Rohres wird sowohl bei der Spannung als auch beim Spannungsunterschied festgestellt, dass sich diese in den Querschnitten befinden, die kurz vor den Rohrenden sind. Kritisch für die Lebensdauer sind daher die Knoten bei  $150^\circ$  und  $210^\circ$  in der äußeren Rohrwand in einem dem Rohrende naheliegenden Querschnitt.



**Abbildung 3.17:** Spannungsunterschied über den Umfang an der Innen- und Außenwand bei Anstieg der Einstrahlung von  $490$  auf  $860 \text{ W/m}^2$  für Fluidtemperatur von  $400^\circ\text{C}$ , Dampfmassenstrom von  $0,84 \text{ kg/s}$  und Wärmeübergang von  $1270 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$  (links) mit Detailansicht (rechts)

### 3.3 Ergebnisse

Für die Lebensdaueranalyse des Überhitzers werden die Spannungsverläufe des kritischsten Knotens (siehe Abschnitt 3.2.6) der Störungsklassen E bis K an einem Sommertag berücksichtigt. Dafür wird die Vergleichsspannung nach der Gestaltänderungshypothese, auch von Mises Hypothese genannt, verwendet, da diese genauer als die Schubspannungshypothese (Tresca-Hypothese) ist [25].

Für den Sommertag gilt bei klarem Himmel eine DNI von  $860 \text{ W/m}^2$  und ein Massenstrom von  $1,49 \text{ kg/s}$ . Es werden sowohl die Ergebnisse mit dem Wasser- als auch die mit dem Dampfmassenstrom beachtet (siehe Abschnitt 3.2.4). Für den Innendruck gilt immer Vollast mit  $110 \text{ bar}$ . In Tabelle 3.5 werden die maximalen Spannungsschwingbreiten der Störungsklassen E bis K jeweils für die Berücksichtigung des Wasser- und Dampfmas-

senstroms dargestellt. Die dazugehörigen Spannungsverläufe sind in Anhang C) zu finden.

Bei Edelstahl 321H liegt die Grenze der Dauerfestigkeit über 50 MPa Spannungsamplitude, was einer Spannungsschwingbreite von 100 MPa entspricht. Bei Schweißgut liegt die Grenze bei ca. 30 MPa Spannungsamplitude bzw. 60 MPa Schwingbreite [7]. Die Spannungsschwingbreiten aus den Ergebnissen liegen weit unterhalb dieser Grenzen, sodass Dauerfestigkeit angenommen werden kann. Die höchste Spannungsschwingbreite tritt mit 22,1 MPa bei Störungsklasse K auf. Dies ist etwa ein Drittel der dauerfesten Belastung bei Schweißgut bzw. etwa ein Viertel der dauerfesten Belastung des Receiverrohrs.

Es hat sich somit herausgestellt, dass beim Durchlaufkonzept, ebenso wie bei den Untersuchungen von Bongardt [24] zu Rezirkulation, der Überhitzerreceiver unter keiner signifikanten Belastung leidet. Zusätzlich wird dies unter der Berücksichtigung eines austenitischen Materials nachgewiesen, welches nach [7] kritischer als die in [24] untersuchten ferritischen Stähle ist. Die hier gemachten Simulationen gelten speziell für die Randbedingungen der DISS Versuchsanlage bei 400°C und 110 bar mit automatischer Temperaturregelung. Es ist anzunehmen, dass dies auch für andere Konfigurationen zutrifft. Voraussetzung dafür ist jedoch eine gute Auslegung des Kollektorstrangs, die entsprechend mit Hilfe der Störungsklassen und FEM-Ergebnisse zu überprüfen ist.

**Tabelle 3.5:** Maximale Spannungsschwingbreite der Störungsklassen

Klasse	Maximale Spannungsschwingbreite [MPa]	
	$\dot{m}_{\text{Wasser}}$	$\dot{m}_{\text{Dampf}}$
E	7,5	8,3
F	12,3	10,8
G	15,2	16,4
H	19,3	17,4
J	14,9	20,2
K	22,1	19,2

## 4 Spannungsanalyse in der Verdampfungsendzone

In diesem Kapitel werden die Spannungen aufgrund des schwankenden Verdampfungsendpunktes (VEP) untersucht. Bei einer Verminderung der DNI wird der Verdampfungsendpunkt Richtung Überhitzer verschoben, sodass an manchen Stellen, wo vorher Überhitzung stattgefunden hat, jetzt Verdampfung herrscht. An diesen Stellen wird demzufolge der Wärmeübergangskoeffizient in kurzer Zeit deutlich erhöht. Steigt die DNI wieder an, so wird der Verdampfungsendpunkt Richtung Vorwärmung verschoben und der Wärmeübergangskoeffizient an diesen Stellen sinkt wieder ab.

### 4.1 Stationäre Simulation

Mit dem gleichen FE-Modell von Kapitel 3 werden auch für die Verdampfungsendzone stationäre Simulationen durchgeführt. Für die Simulation wird ein konstanter Querschnitt betrachtet, der sich in der Nähe des Verdampfungsendpunktes befindet. Die Randbedingungen dieses Querschnitts gelten als Eingabeparameter für das FE-Modell.

#### 4.1.1 Randbedingungen in der Verdampfungsendzone

Es gelten dieselben Randbedingungen von Tabelle 3.1 mit der Ausnahme der solaren Einstrahlung, Massenstrom, Fluidtemperatur und Wärmeübergangskoeffizient. Als erstes soll ein Vergleich zwischen Messungen an der DISS-Anlage und FEM-Simulationen durchgeführt werden. Sowohl der Massenstrom als auch die DNI werden bei Experimenten an der DISS-Anlage in einer fünf Sekunden Auflösung gemessen. Bei der Spannungsanalyse der Verdampfungsendzone werden die Eingabeparameter des FE-Modells anhand dieser Messungen bestimmt, anstatt wie beim Überhitzerbereich die A bis K Störungsklassen dazu zu benutzen.

Auch die Fluidtemperatur des entsprechenden Zeitpunkts wird von den Temperaturmessungen der PSA ermittelt. Wie in Abschnitt 2.1.3 erwähnt gibt es davon zwei Typen. Je nachdem ob sich der infrage kommende Querschnitt am Ende des Kollektors befindet oder mittendrin, werden entweder die Messungen am Kollektoraustritt aus den Pt100 Sensoren verwendet oder die der Temperatursensoren für die Verdampfungsendzone. Die Wahl des zu simulierenden Querschnitts ist somit durch die vorhandenen Messungen beschränkt (Abbildung 2.8).

Wichtig zu erwähnen ist auch, dass die Messungen der Fluidtemperatur in der Verdampfungsendzone nur bei 24 unterschiedlichen Zeiträumen von insgesamt 18 Versuchstagen vom Jahr 2013 durchgeführt wurden. In Tabelle 4.1 sind die Versuchstage und deren Zeiträume aufgelistet. Bei manchen Versuchen war entweder der Zeitraum zu kurz oder das Verdampfungsende befand sich die meiste Zeit außerhalb des mit Temperatursensoren ausgestatteten Bereichs, d.h. entweder vor Kollektor 5 oder nach Kollektor 9 [15]. In diesen Fällen wird die Qualität als „Mittel“ bezeichnet. Für die Simulationen werden nur die Versuchstage mit guter Qualität berücksichtigt.

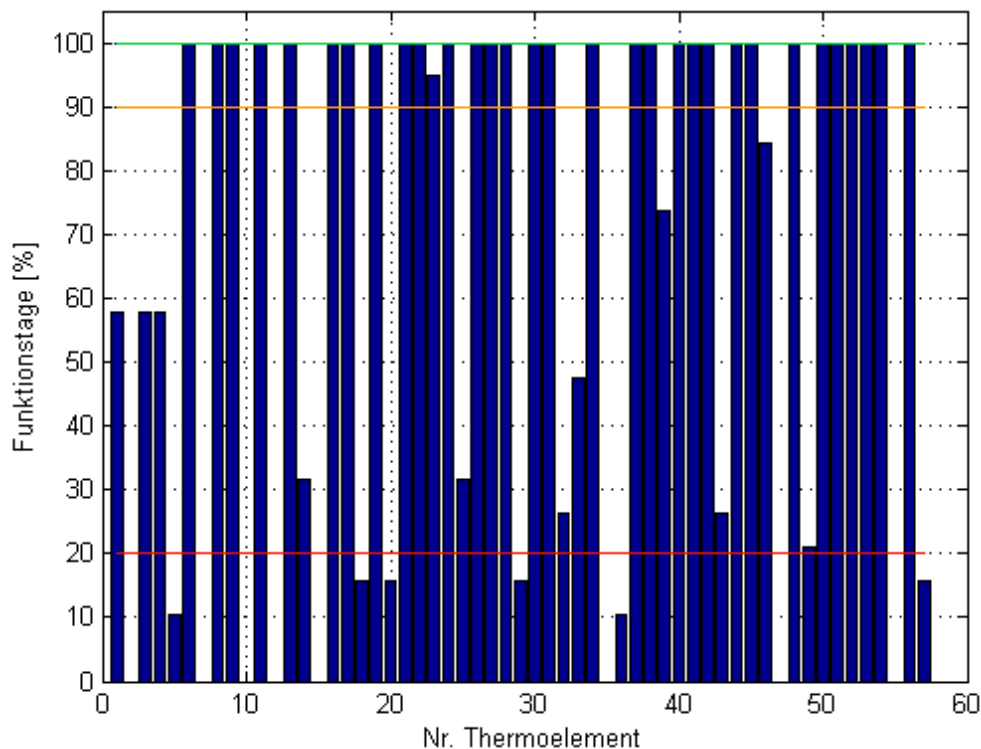
**Tabelle 4.1:** Versuchstage der VEP-Messungen für das Jahr 2013 [15]

Datum	Von	Bis	Qualität
27.06.2013	16:20 Uhr	16:20 Uhr	Mittel
03.07.2013	17:30 Uhr	18:30 Uhr	Gut
22.07.2013	13:30 Uhr	18:00 Uhr	Gut
23.07.2013	10:40 Uhr	12:40 Uhr	Gut
25.07.2013	10:40 Uhr	12:45 Uhr	Gut
	13:10 Uhr	13:20 Uhr	Mittel
	15:35 Uhr	17:50 Uhr	Mittel
	18:00 Uhr	19:00 Uhr	Gut
26.07.2013	11:00 Uhr	11:25 Uhr	Gut
	12:05 Uhr	14:15 Uhr	Mittel
	16:00 Uhr	19:30 Uhr	Gut
30.07.2013	11:00 Uhr	17:30 Uhr	Gut
31.07.2013	15:00 Uhr	18:35 Uhr	Mittel
01.08.2013	17:00 Uhr	18:00 Uhr	Mittel
07.08.2013	14:30 Uhr	17:30 Uhr	Gut
08.08.2013	12:35 Uhr	13:20 Uhr	Mittel
09.08.2013	12:00 Uhr	13:25 Uhr	Mittel
	13:45 Uhr	17:40 Uhr	Gut
30.09.2013	13:15 Uhr	16:25 Uhr	Gut
01.10.2013	15:45 Uhr	18:15 Uhr	Mittel
02.10.2013	12:00 Uhr	18:10 Uhr	Gut
31.10.2013	12:30 Uhr	16:55 Uhr	Gut
11.11.2013	15:10 Uhr	17:10 Uhr	Mittel
12.11.2013	14:30 Uhr	16:45 Uhr	Gut

#### 4.1.2 Ermittlung des Wärmeübergangskoeffizienten

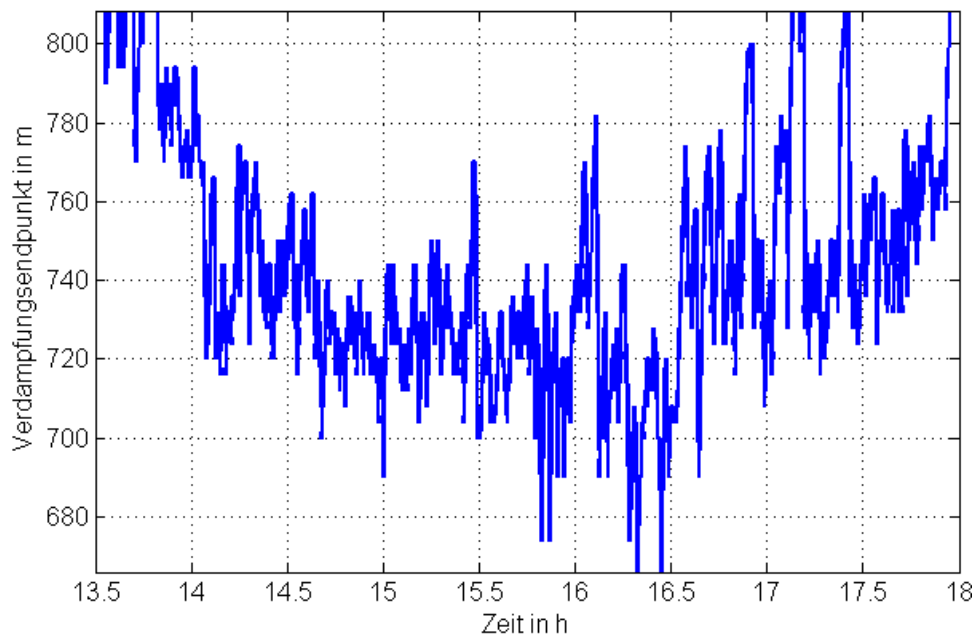
Um den Wärmeübergangskoeffizienten zu bestimmen, wird darauf geachtet, ob sich an dem betrachteten Zeitpunkt der Verdampfungsendpunkt vor oder nach dem gewählten Querschnitt befindet. Dazu muss dementsprechend erstmal der Verlauf des Verdampfungsendpunktes über die Zeit ermittelt werden.

Die Fluidtemperatur aus den Messungen in der Verdampfungsendzone wird mit der Austrittstemperatur von Kollektor 4 verglichen und daraus wird der VEP festgelegt. Es wurden für diese Ermittlung nur die Thermoelemente berücksichtigt, die im Laufe der Versuchstage immer plausible Werte ausgegeben haben. Wenn die Daten weit über bzw. unter der Verdampfungstemperatur lagen, konstant null waren oder keine Veränderung über den Tagesverlauf gezeigt haben, wurden die Messwerte in den Untersuchungen von [15] als nicht plausibel berücksichtigt. In Abbildung 4.1 sind die Funktionstage der Thermoelemente dargestellt. Wenn bei mehr als 90% der Funktionstage sinnvolle Messwerte erhalten worden sind, gilt demnach das Thermoelement als immer plausibel. Von den insgesamt 57 Messfühlern ist dies bei 32 der Fall gewesen. Unter 20% der Funktionstage gilt ein Thermoelement als unbrauchbar [15].



**Abbildung 4.1:** Funktionstage der Thermoelemente [15]

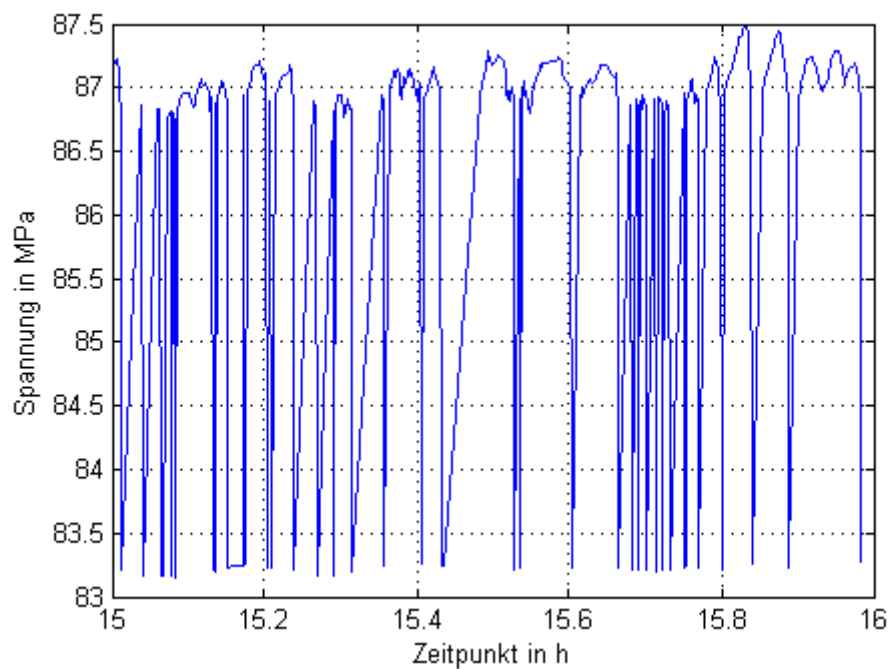
Anhand der plausiblen Messdaten kann die zeitliche Fluktuation des VEPs abgebildet werden. In Abbildung 4.2 ist beispielhaft der VEP-Verlauf für den 22.07.2013 dargestellt. Oberhalb der Kurve befindet sich die Überhitzung und unterhalb die Verdampfung. Befindet sich der gewählte Querschnitt im Überhitzerbereich, wo Einphasenstrom herrscht, so wird für die Berechnung des Wärmeübergangskoeffizienten die Gnielinsky-Korrelation [20] benutzt (siehe Gleichungen 2.5 und 2.6). Wenn andererseits der Querschnitt im zweiphasigen Verdampferbereich liegt, dann wird mit der Annäherung von Gungor und Winterton [21] gerechnet (siehe Gleichungen 2.7 bis 2.11). Allerdings wird davon ausgegangen, dass Ringströmung herrscht und somit der Wärmeübergangskoeffizient über den Umfang homogen ist. Die Wahl der Korrelationen für beide Fälle wurde bereits im Stand des Wissens in Abschnitt 2.2.2 begründet.



**Abbildung 4.2:** VEP-Verlauf im ungeregelten Betrieb am 22.07.2013 [15]

### 4.1.3 Ergebnisse

Aus den stationären Simulationen ergeben sich sehr fluktuierende Spannungsverläufe, deren Schwingbreite jedoch relativ klein ist. Abbildung 4.3 zeigt den zu Abbildung 4.2 gehörenden Spannungsverlauf, bei dem die maximale Spannungsschwingbreite kleiner als 4,5 MPa ist.



**Abbildung 4.3:** Spannungsverlauf am 22.07.2013

Der Grund, weshalb diese niedrigen Spannungsamplituden erreicht werden, liegt an der Tatsache, dass die Simulationen stationär und nicht transient durchgeführt worden sind. Wie bereits [6] in seinen Untersuchungen bewiesen hat, werden aufgrund einer plötzlichen Erhöhung des Wärmeübergangskoeffizienten hohe transiente Spannungsamplituden erreicht. Die erreichten stationären Spannungen in beiden Fällen unterscheiden sich dagegen nur wenig.

## 4.2 Transiente Simulation

Im vorherigen Abschnitt hat sich gezeigt, dass eine stationäre Simulation nicht genügt, um die Spannungen in der Nähe des VEP zu analysieren. Aus diesem Grund wird das bisherige FE-Modell verändert, sodass transiente Simulationen damit berechnet werden können.

### 4.2.1 Vergleich des transienten und des stationären Modells

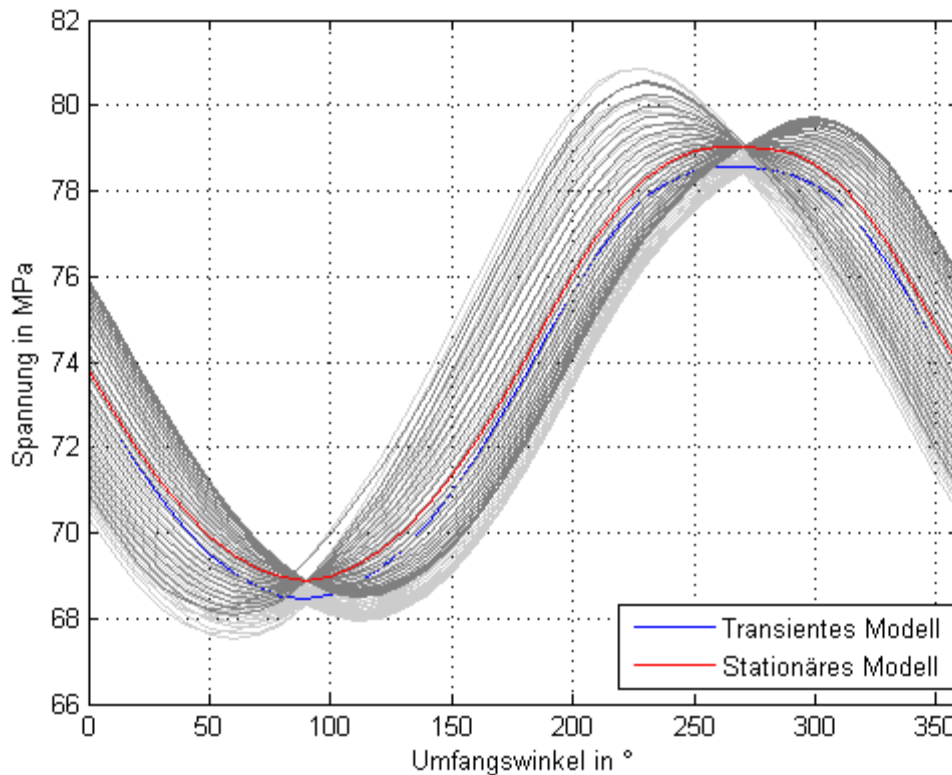
Um die Ergebnisse des transienten Modells zu validieren, wird der mit diesem Modell berechnete stationäre Zustand mit den Ergebnissen aus dem stationären Modell verglichen. ANSYS benutzt beim stationären Modell einen unterschiedlichen Gleichungslöser als beim transienten, obwohl auch mit dem transienten Modell eine stationäre Lösung möglich ist.

Für den Vergleich wurde die Spannungsverteilung bei Überhitzung, Ringströmung und Schichtenströmung jeweils mit einer DNI von  $800 \text{ W/m}^2$  und  $400 \text{ W/m}^2$  simuliert. Dabei wurde bei Überhitzung eine mittlere Temperatur des Fluids von  $400^\circ\text{C}$  angenommen und bei Ring- und Schichtenströmung von  $320^\circ\text{C}$ . Für die Schichtenströmung gilt allerdings ein Benetzungswinkel von  $90^\circ$ . Damit der Benetzungswinkel berücksichtigt werden kann, wird dem FE-Modell nicht mehr der Wärmeübergangskoeffizient als homogener Parameter angegeben, sondern als ASCII Datei *AT\_heat\_transfer\_coefficient.txt*. In dieser Datei wird der Wärmeübergangskoeffizient in Tabellenform (analog wie bei der Wärmeflussdichte) über den Umfang und die Länge aufgelöst angegeben. Bei Überhitzung und Ringströmung gilt in der Tabelle überall derselbe dazugehörige Wert, während bei Schichtenströmung für die untere Rohrhälfte der Wärmeübergangskoeffizient von Verdampfung und für die obere Hälfte der Wärmeübergangskoeffizient von Dampf benutzt wird. Die restlichen Randbedingungen haben sich nicht geändert, dementsprechend sind sie aus Tabelle 3.1 zu entnehmen.

Für die Berücksichtigung des stationären Zustands beim transienten Modell kann entweder die Beachtung transientser Zeiten abgeschaltet oder die Simulation so lange laufen gelassen werden, bis sich der stationäre Zustand eingestellt hat. In beiden Fällen sind dieselben Ergebnisse im Folgenden nachzuweisen.

In Abbildung 4.4 wird beispielhaft der Vergleich der Spannungsverteilung über den Umfang an der inneren Rohrwand bei Ringströmung und  $800 \text{ W/m}^2$  dargestellt. In hellgrau ist die mit dem transienten Modell berechnete Spannung für unterschiedliche Querschnitte über die Länge zu erkennen und in dunkelgrau die, welche mit dem stationären Modell ermittelt wird. Des Weiteren wird in blau bzw. rot der Mittelwert von den Spannungsvertei-

lungen über der Länge des jeweiligen Modells abgebildet. Auf der Abbildung ist ein Versatz, in diesem Fall nach unten, für die Ergebnisse des transienten Modells zu bemerken. Die Verteilung über den Umfang behält jedoch denselben qualitativen Verlauf.



**Abbildung 4.4:** Spannungsvergleich an der inneren Rohrwand bei Ringströmung und  $800 \text{ W/m}^2$

Weitere Abbildungen zu dem Vergleich der Spannungsverteilung der beiden Modelle für die Simulationen mit  $800 \text{ W/m}^2$  sind in Anhang D) zu finden. Auch in den anderen Fällen ist ein Versatz zu erkennen; allerdings bei der Überhitzung mit einem umgekehrten Vorzeichen.

Tabelle 4.2 enthält eine Zusammenfassung der maximalen relativen Abweichung der Spannung in einem Querschnitt an der inneren und äußeren Rohrwand für die insgesamt sechs Simulationen. Eine Abweichung zwischen beiden Modellen ist mit einem Wert von maximal 4,9% vorhanden, wobei sich diese deutlich niedriger an der inneren Rohrwand erweist. Dennoch hat sich anhand beider Modelle ein ähnlicher Verlauf der Spannung über den Umfang gezeigt.

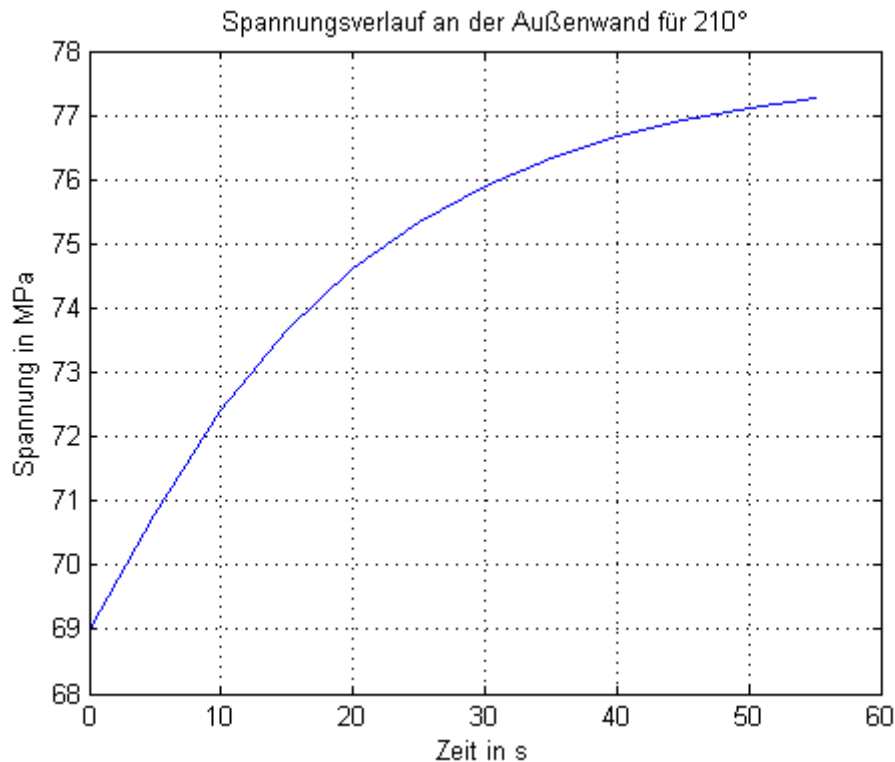
Um die in Kapitel 3.1 getroffenen Annahmen der stationären Simulation für den Überhitzer zu bestätigen wird ein Ausschnitt von Störungsklasse G mit dem transienten Modell simuliert. Es handelt sich dabei um einen Anstieg der DNI von  $490 \text{ W/m}^2$  auf  $860 \text{ W/m}^2$  in 45 s bei einer Fluidtemperatur von  $400^\circ\text{C}$ , einem Massenstrom von  $0,84 \text{ kg/s}$  und einem Wärmeübergangskoeffizient von  $1270 \text{ W/(m}^2 \text{ K)}$ . Abbildung 4.5 stellt den erhaltenen Spannungsverlauf für den Knoten mit der maximalen Spannungsschwingbreite dar, welcher sich an der Außenwand bei einem Umfangswinkel von  $210^\circ$  befindet. An dem Verlauf ist ein stetiger Anstieg der Spannung zu erkennen. Somit geht bei einer stationären Simulation der Zustände bei 0 s und 45 s keine relevante Information verloren. In 45 s ergibt sich eine maximale Spannungsschwingbreite von 8 MPa. Für das stationäre Modell ist die Spannungsschwingbreite über den Umfang unter diesen Randbedingungen in Abbildung



3.17 auf Seite 37 dargestellt. Bei einem Umfangswinkel von  $210^\circ$  beträgt in dem Fall die maximale Spannungsschwingbreite an der Außenwand ca. 9 MPa, welche sich von den 8 MPa der transienten Simulation unterscheiden. Es lässt sich bestätigen, dass beim Überhitzer keine transiente Berechnung nötig ist. Allerdings wird erneut eine Abweichung der Ergebnisse der unterschiedlichen Gleichungslöser festgestellt.

**Tabelle 4.2:** Relative Abweichung der Spannung im stationären Zustand zwischen stationärem und transientem Modell

Relative Abweichung der Spannung		Außen	Innen
Überhitzung	800 W/m <sup>2</sup>	4,9%	1,8%
	400 W/m <sup>2</sup>	4,2%	1,8%
Ringströmung	800 W/m <sup>2</sup>	3,5%	0,9%
	400 W/m <sup>2</sup>	3,0%	1,0%
Schichtenströmung	800 W/m <sup>2</sup>	3,2%	1,2%
	400 W/m <sup>2</sup>	3,1%	1,3%



**Abbildung 4.5:** Transiente Simulation eines Anstiegs der Einstrahlung von 490 auf 860 W/m<sup>2</sup> in 45 s im Überhitzer für Fluidtemperatur von 400°C, Dampfmassenstrom von 0,84 kg/s und Wärmeübergang von 1270 W/(m<sup>2</sup> K)

### 4.2.2 Netzqualitätsstudie des transienten Modells

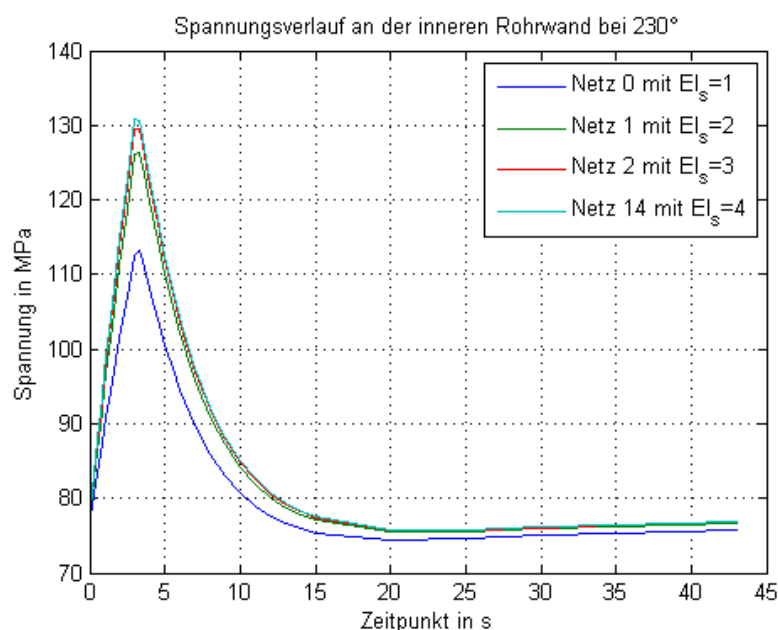
Das neue FE-Modell berechnet transiente Zustände und es muss dementsprechend eine neue Netzqualitätsstudie durchgeführt werden. Es werden dafür erneut die Netze aus Tabelle 3.2 benutzt. In der Netzunabhängigkeitsstudie des stationären Modells wurde festgestellt, dass mit Netz 14 aufgrund der zu hohen Knotenanzahl keine Simulation erfolgen konnte. Außerdem hat sich gezeigt, dass die Anzahl der Elemente über die Wandstärke den größeren Einfluss auf die Ergebnisse hat. Aus diesen Gründen wird Netz 14 mit den Werten aus Tabelle 4.3 neu definiert.

**Tabelle 4.3:** Neue Definition von Netz 14

Anzahl der Elemente	Wandstärke	Umfang	Länge	Gesamt	Knotenanzahl
Netz 14	4	36	50	4694	20780

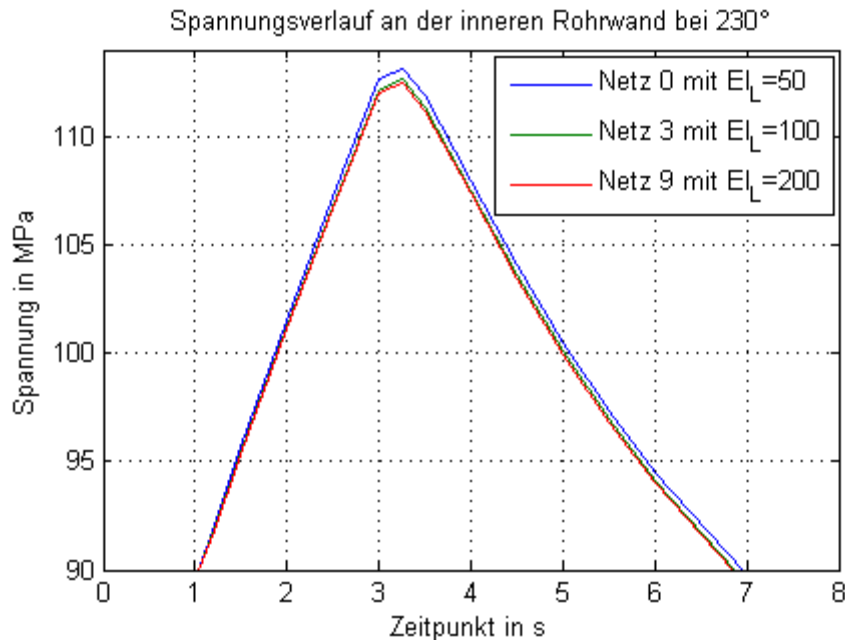
Für die Netzqualitätsstudie wird der Übergang von Überhitzung in Schichtenströmung in einer Zeitspanne von 3 s simuliert. Als Ausgangspunkt gilt die stationäre Lösung bei Überhitzung und nach den 3 s werden noch weitere 40 s simuliert um den stationären Zustand bei Schichtenströmung zu erreichen. Die Strahlung erfolgt von der Seite, d.h. mit einer Nachführung von 90°. Um die Netzunabhängigkeit der Ergebnisse zu prüfen wird der Spannungsverlauf beim Knoten mit der maximalen Spannungsamplitude analysiert. Dabei handelt es sich um den Knoten, der sich an der inneren Rohrwand bei einem Umfangswinkel von 230° befindet.

Bei der Erhöhung der Elementanzahl über die Wandstärke ergeben sich deutlich höhere Spannungsamplituden. In Abbildung 4.6 wird beispielhaft der Vergleich der Netze 0, 1, 2 und 14 dargestellt. Wird von 1 auf 2 Elemente über die Wandstärke ( $El_s$ ) erhöht, so erfolgt beim Höchstpunkt in ca. 3 s eine relative Abweichung von 11,94%. Bei der Erhöhung von 2 auf 3 Elemente wird zusätzlich mit einer Abweichung von 2,55% gerechnet. Steigt die Anzahl auf 4 Elemente, dann beträgt die zusätzliche Abweichung nur noch 1,06%.



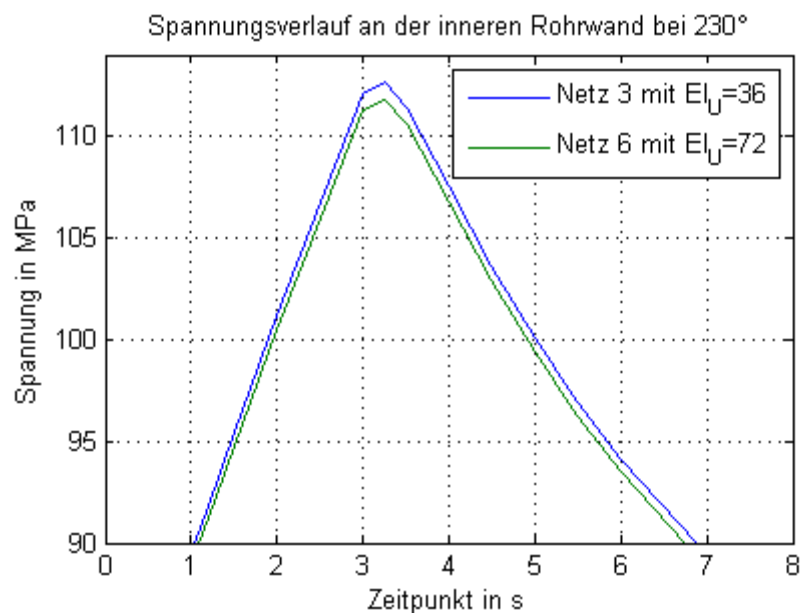
**Abbildung 4.6:** Einfluss der Verfeinerung des Netzes über die Wandstärke im transienten Modell

Wenn die Elemente über die Länge ( $El_L$ ) erhöht werden, ergeben sich niedrigere Spannungsamplituden. Abbildung 4.7 zeigt einen Abschnitt des Spannungsverlaufes für die Netze 0, 3 und 9. Die Verdopplung der Anzahl von 50 auf 100 bewirkt eine Abweichung von 0,45%. Eine weitere Duplizierung von 100 auf 200 fügt 0,17% Abweichung hinzu.



**Abbildung 4.7:** Einfluss der Verfeinerung des Netzes über die Länge im transienten Modell

Auch bei der Zunahme von Elementen über den Umfang ( $El_U$ ) ergeben sich niedrigere Spannungen. In Abbildung 4.8 wird beispielhaft der Vergleich der Netze 3 und 6 dargestellt. Bei der Verdopplung von 36 auf 72 Elementen über den Umfang ist die relative Abweichung ca. 0,75%.



**Abbildung 4.8:** Einfluss der Verfeinerung des Netzes über den Umfang im transienten Modell

Der größte Einfluss auf die Ergebnisse des transienten Modells hat sich bei der Änderung der Elemente über die Wandstärke erwiesen. Sowohl die Erhöhung der Elemente über der Länge als auch die der Elemente über den Umfang haben zu niedrigeren Amplituden geführt und kaum Abweichungen untereinander gezeigt. Aus diesem Grund ergibt sich die maximale relative Abweichung zu dem ursprünglichen Netz bei Netz 14. In Tabelle 4.4 werden die Ergebnisse der Netzqualitätsstudie des transienten Modells bezüglich Rechenaufwand und relative Abweichung zu Netz 0 zusammengefasst.

Beim transienten Modell hat sich gezeigt, dass der ursprüngliche Netzparameter über die Wandstärke nicht fein genug war, da sich eine relative Abweichung von mehr als 16% bei Netz 14 ergeben hat. Eine weitere Verfeinerung über die Wandstärke könnte untersucht werden, dennoch würde dies mit höherem Rechenaufwand zusammenhängen. Aus den Ergebnissen von Tabelle 4.4 wird beim transienten ebenso wie beim stationären Modell eine schnelle Zunahme des Rechenaufwandes bei einer Verfeinerung des Netzes festgestellt. Bei Netz 14 ist die Rechenzeit mit ca. 9,5 Stunden noch akzeptabel, jedoch lohnt es sich nicht diese zu erhöhen um die Genauigkeit weniger als 1% zu verbessern. Aus diesem Grund werden für die Spannungsanalyse mit dem transienten Modell die Netzparameter von Netz 14 eingesetzt:

- 4 Elemente über die Wandstärke
- 36 Elemente über den Umfang
- 50 Elemente über die Länge.

**Tabelle 4.4:** Ergebnisse der Netzqualitätsstudie des transienten Modells

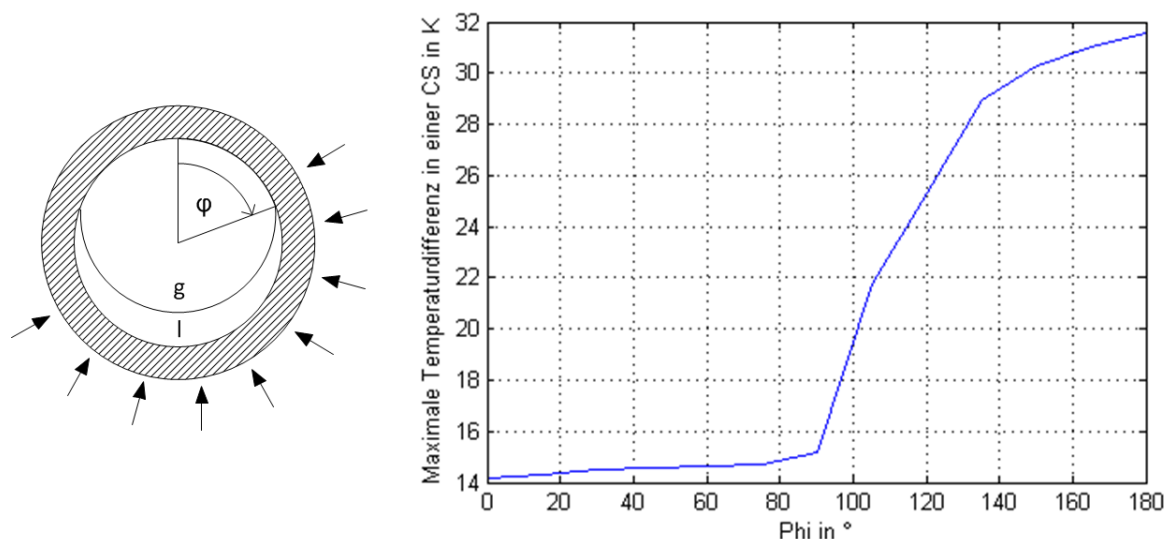
	<b>Rechenaufwand</b>	<b>Relative Abweichung zu Netz 0 [%]</b>
Netz 0	2 h 1 min	-
Netz 1	4 h 33 min	11,94
Netz 2	4 h 57 min	15,00
Netz 3	4 h 18 min	0,45
Netz 4	8 h 58 min	11,50
Netz 5	15 h 2 min	14,55
Netz 6	12 h 25 min	1,17
Netz 7	26 h 1 min	10,69
Netz 8	62 h 16 min	13,72
Netz 9	12 h 53 min	0,59
Netz 10	23 h 49 min	11,35
Netz 11	56 h 43 min	14,40
Netz 12	43 h 40 min	1,31
Netz 13	111 h 18 min	10,54
Netz 14	9 h 22 min	16,23

### 4.2.3 Berücksichtigung von Schichtenströmung

In der stationären Simulation wurde nur der Fall von Ringströmung betrachtet. Wie bereits in Abschnitte 2.2.1 und 2.2.2 erwähnt, macht es vormittags und nachmittags jedoch einen Unterschied ob Ring- oder Schichtenströmung herrscht. In den Untersuchungen von [2] wurde bewiesen, dass ein direkter Zusammenhang zwischen der Rohrwandbenetzung und der Rohrwandtemperaturdifferenz besteht.

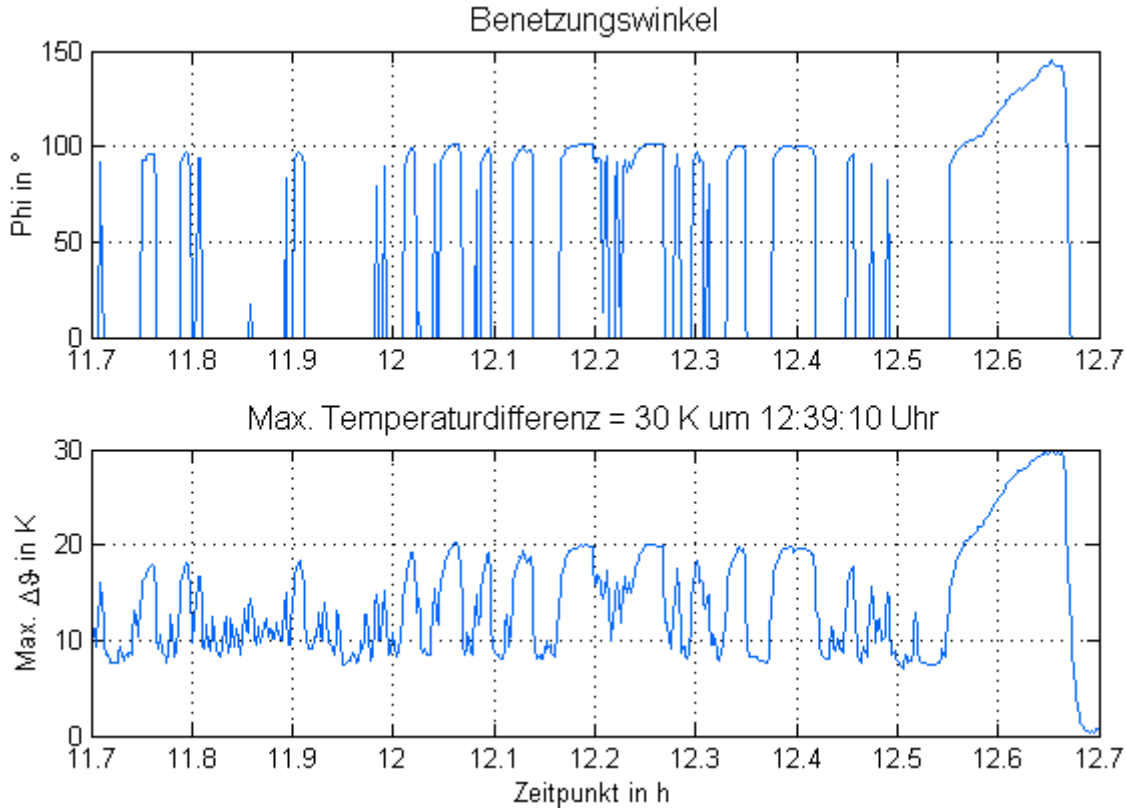
Damit den Temperaturgradienten aus den Messdaten ein Benetzungswinkel zugeordnet werden kann, wird für verschiedene Strahlungsrichtungen die Temperaturverteilung bei den Benetzungswinkeln von  $0^\circ$  (Ringströmung) bis  $180^\circ$  (Überhitzung) in  $15^\circ$ -Schritten berechnet. Aus diesen Simulationen kann folglich die maximale Temperaturdifferenz in einem Querschnitt in Abhängigkeit des Benetzungswinkels dargestellt werden. Abbildung 4.9 zeigt den Zusammenhang zwischen der maximalen Temperaturdifferenz in einem Querschnitt und dem Benetzungswinkel  $\varphi$  bei einem Nachführungswinkel von  $30^\circ$ . Wenn der Benetzungswinkel kleiner als  $60^\circ$  ist, trifft die Einstrahlung überall auf einen benetzten Bereich und es wird kaum ein Einfluss von  $\varphi$  festgestellt. Erst wenn  $\varphi$  den bestrahlten Bereich erreicht, wird eine deutliche Steigung der Temperaturdifferenz mit dem Winkel beobachtet.

Durch den Zusammenhang der maximalen Temperaturdifferenz mit dem Benetzungswinkel wird eine Abschätzung des zeitlichen Verlaufs des Benetzungswinkels ermöglicht. Dazu wird der zeitliche Verlauf der maximalen Temperaturdifferenz und der Nachführungswinkel in diesem Zeitabschnitt benötigt. Die maximale Temperaturdifferenz wird anhand der Messungen der über den Rohrquerschnitt angeordneten Thermoelemente ermittelt, welche von den Versuchstagen aus Tabelle 4.1 verfügbar sind. Auch diese Thermoelemente wurden hinsichtlich der Plausibilität der Ergebnisse untersucht. Daraus hat sich herausgestellt, dass alle außer Thermoelement A (siehe Abbildung 2.9) des zweiten Rohrquerschnitts in Kollektor 7, der sich 724 m vom Eintritt entfernt befindet, zu jeder Zeit funktionieren.



**Abbildung 4.9:** Maximale  $T$ -Differenz in Abhängigkeit von  $\varphi$  für  $30^\circ$  Nachführung, Fluidtemperatur von  $400^\circ\text{C}$ , DNI von  $860\text{ W/m}^2$ , Massenstrom von  $1,49\text{ kg/s}$  und Wärmeübergangskoeffizient von  $2055\text{ W/(m}^2\text{ K)}$

In Abbildung 4.10 wird beispielhaft der Verlauf des Benetzungswinkels am 25.07.2013 von 11:42 Uhr bis 12:42 Uhr dargestellt, wo ein Nachführungswinkel von ca.  $30^\circ$  herrscht. Es handelt sich dabei um den Querschnitt, der sich in einem Abstand von 762 m des Eintritts befindet, d.h. bei 12 m des Kollektors 8.



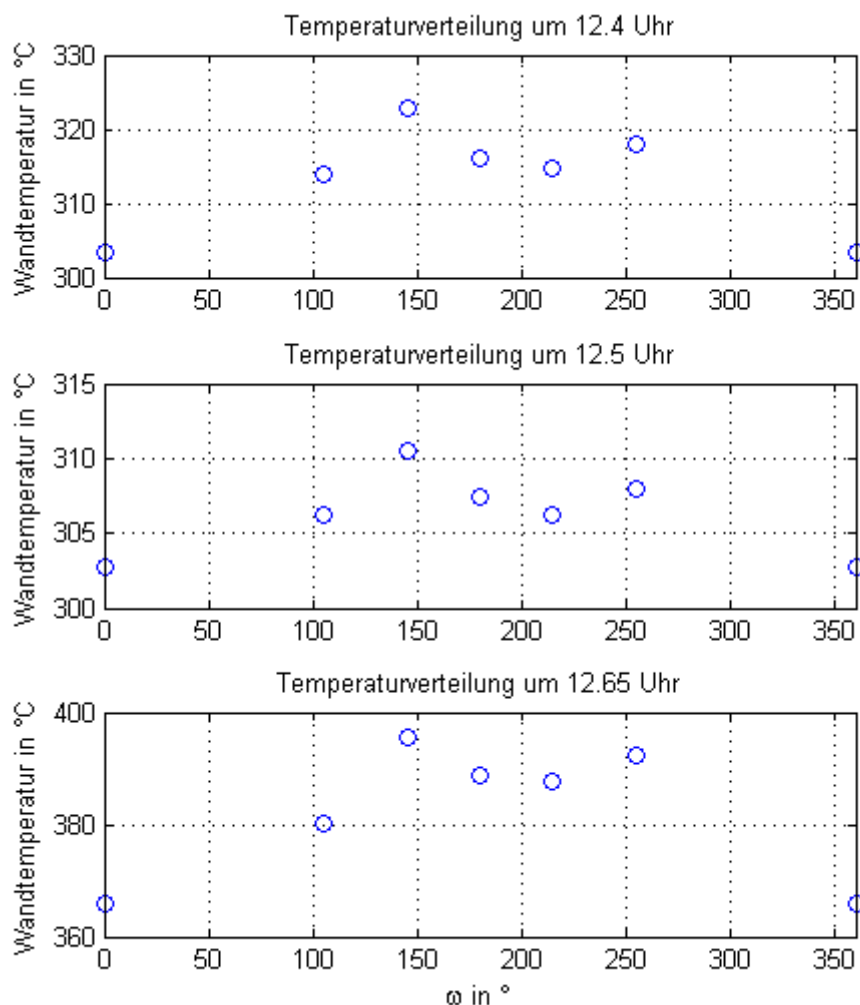
**Abbildung 4.10:** Aus Simulation abgeleiteter Benetzungswinkel (oben) und gemessene Temperaturgradienten (unten) am 25.07.2013 bei  $z = 762$  m

Um die Ergebnisse aus den Benetzungswinkel-Verläufen zu validieren, wird die Temperaturverteilung über den Umfang näher betrachtet. In Abbildung 4.11 ist die Temperaturverteilung um 12:24 Uhr (oben), 12:30 Uhr (mitten) und 12:39 Uhr (unten) dargestellt.

Im obersten Fall herrscht nach den Ergebnissen aus Abbildung 4.10 Schichtenströmung mit einem Benetzungswinkel  $\varphi$  von ca.  $100^\circ$ . Somit befinden sich die Thermoelemente A und F im oberen nicht benetzten Teil und die Thermoelemente B bis E im unteren benetzten Teil (siehe Abbildung 4.12). Da bei Thermoelement F der Wärmeübergangskoeffizient niedriger ist als bei Thermoelement B und jedoch die Einstrahlung aufgrund der Symmetrie beider Punkte dieselbe ist, sollte die Temperatur bei Thermoelement F, d.h. bei  $\omega=105^\circ$ , höher sein als die bei B oder  $\omega=255^\circ$ . In Abbildung 4.11 wird jedoch festgestellt, dass bei Thermoelement B eine höhere Temperatur gemessen wurde.

Um 12:30 Uhr findet nach Abbildung 4.10 Ringströmung statt. Dennoch erweist sich bei den Messungen eine ähnliche Verteilung der Temperatur wie im vorherigen analysierten Zeitpunkt. Die Temperaturdifferenzen sind gesunken, aber die relative Verteilung zwischen den Thermoelementen ist beinahe dieselbe geblieben. Theoretisch muss jedoch ein Unterschied zwischen der Temperaturverteilung bei Schichtenströmung und Ringströmung existieren.

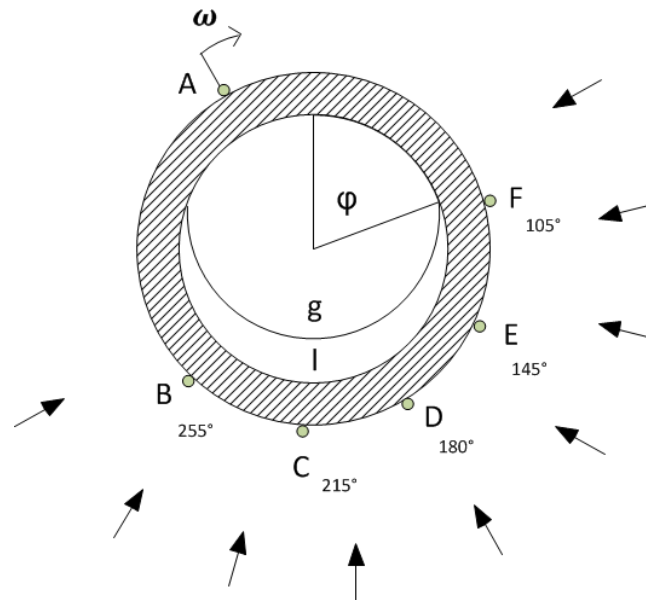
Wird der Zeitpunkt mit der maximalen Temperaturdifferenz betrachtet, so herrscht nach Abbildung 4.10 erneut Schichtenströmung, aber diesmal mit einem Benetzungswinkel  $\varphi$  von mehr als  $140^\circ$ . Somit befinden sich Thermoelemente A, F und E bei der mit Dampf gefüllten oberen Rohrseite und der Rest bei der mit Wasser benetzten unteren Rohrseite. Aus diesem Grund sollten die Temperaturen bei F und E jeweils höher sein als die bei B und C. In Abbildung 4.11 zeigt sich, dass bei Thermoelement E die gemessene Temperatur höher als die bei Thermoelement C ist, wobei jedoch die Temperatur bei Thermoelement F niedriger ist als die bei Thermoelement B.



**Abbildung 4.11:** T-Verteilung am 25.07.2013 um 12:24, 12:20 und 12:39 Uhr bei  $z = 762$  m

Es wurde bei unterschiedlichen Versuchstagen untersucht, ob der aus der maximalen Temperaturdifferenz abgeleitete Benetzungswinkel mit der Temperaturverteilung übereinstimmt. Dies war jedoch sehr selten der Fall. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die spezifizierte Messabweichung der Thermoelemente ca.  $\pm 2,5$  K beträgt. Zusätzlich liegt durch die angelöteten Messfühler und die indirekte Bestrahlung eine komplexe Einbausituation vor, die keine exakte Angabe der Unsicherheit erlaubt. Ein genaues Strahlungsdichte-Profil des Kollektors 8 an der betreffenden Stelle ist ebenfalls nicht bekannt und damit auch nicht simulierbar. Wenn die Temperaturunterschiede niedrig sind, ist die Beurteilung, ob die Temperatur an einem Thermoelement höher ist als bei einem anderen, nicht möglich. Die hergeleiteten Schwankungen des Benetzungswinkels sollten daher nur

als mögliches Szenario betrachtet werden. Eine Validierung kann mit den vorliegenden Daten nicht erfolgen, sodass im weiteren Verlauf nicht mehr auf die Schwankungen des Benetzungswinkels eingegangen wird.



**Abbildung 4.12:** Temperatursensoren vormittags bei 30° Nachführung

#### 4.2.4 Simulationen mit Schichtenströmung

Da sich die Ermittlung des Benetzungswinkels als fraglich erwiesen hat, kann dessen zeitlicher Verlauf nicht bei der transienten Simulation angewendet werden. Alternativ wird der schnelle Übergang von Schichtenströmung (S) in Ringströmung (R) und Überhitzung (ÜH), und umgekehrt, simuliert. Dabei wird in den nächsten Untersuchungen nur Schichtenströmung mit einem Benetzungswinkel von 90° berücksichtigt.

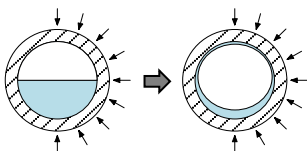
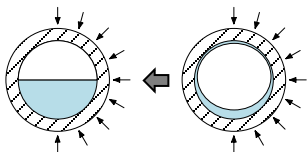
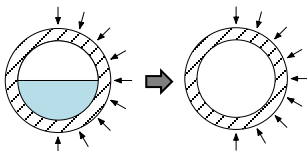
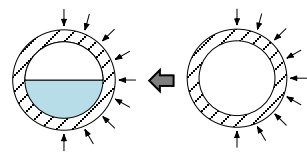
Zunächst wird untersucht, welcher dieser Übergänge der kritischste ist. Dabei erfolgt der Übergang von einem Zustand in den anderen anhand der Änderung des Wärmeübergangskoeffizienten, welcher mittels der Datei *AT\_heat\_transfer\_coefficient.txt* vorgegeben wird, in einem Zeitintervall von 3 s. Beim Übergang in bzw. von Überhitzung wird zusätzlich in demselben Zeitabstand die mittlere Fluidtemperatur von 320°C auf 400°C erhöht bzw. von dieser Temperatur auf Verdampfungstemperatur abgesenkt. Die Simulationen werden für eine DNI sowohl von 800 W/m<sup>2</sup> als auch von 400 W/m<sup>2</sup> durchgeführt und die Strahlung erfolgt von der Seite, d.h. bei einer Nachführung von 90°. Die restlichen Randbedingungen sind aus Tabelle 3.1 zu entnehmen.

Aus den Ergebnissen, welche in Tabelle 4.5 zusammengefasst werden, lässt sich entnehmen, dass der kritischste Übergang von Überhitzung nach Schichtenströmung erfolgt. Beim Übergang von Schichten- in Ringströmung erhält man ähnliche Ergebnisse als beim umgekehrten Übergang. Die höchsten Spannungsschwingbreiten und Temperaturgradienten sind außerdem an der äußeren Rohrwand zu finden. Wird die Einstrahlung auf die Hälfte reduziert, so reduzieren sich auch die jeweiligen Ergebnisse auf die Hälfte. Beim Übergang von Schichtenströmung in Überhitzung werden zwar größere Spannungsschwingbreiten als bei den vorherigen Übergängen erhalten; dennoch sind diese deutlich



kleiner als bei dessen umgekehrtem Übergang. Außerdem finden die maximalen Spannungsschwingbreiten jetzt an der inneren Rohrwand statt und beim Reduzieren der Einstrahlung reduzieren sich die Ergebnisse nicht so deutlich wie zuvor.

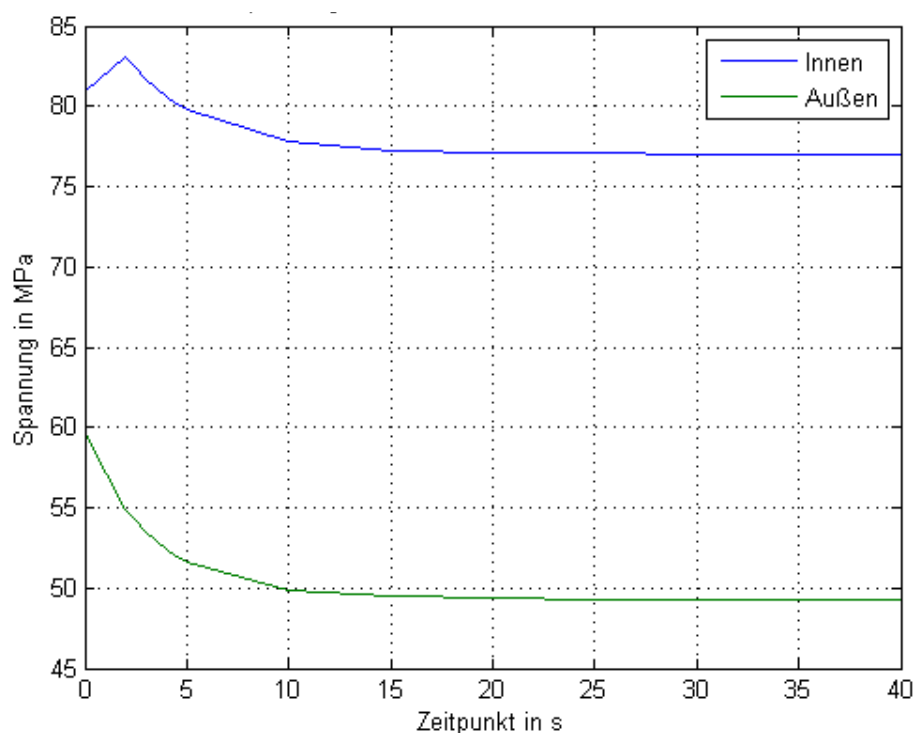
**Tabelle 4.5:** Spannungsschwingbreite und T-Gradienten bei Simulationen mit Schichtenströmung

Spannungsschwingbreite in [MPa]		Außen	Innen	dT Außen	dT Innen
	800 W/m <sup>2</sup>	10,31	6,01	27,4 K	16,7 K
	400 W/m <sup>2</sup>	4,19	2,95	13,7 K	8,3 K
	800 W/m <sup>2</sup>	10,05	5,28	27,0 K	16,4 K
	400 W/m <sup>2</sup>	4,09	2,43	13,5 K	8,1 K
	800 W/m <sup>2</sup>	12,36	16,05	27,4 K	17 K
	400 W/m <sup>2</sup>	8,58	15,35	13,7K	8,5 K
	800 W/m <sup>2</sup>	29,40	51,41	59 K	56 K
	400 W/m <sup>2</sup>	25,08	49,52	47,1 K	49,3 K

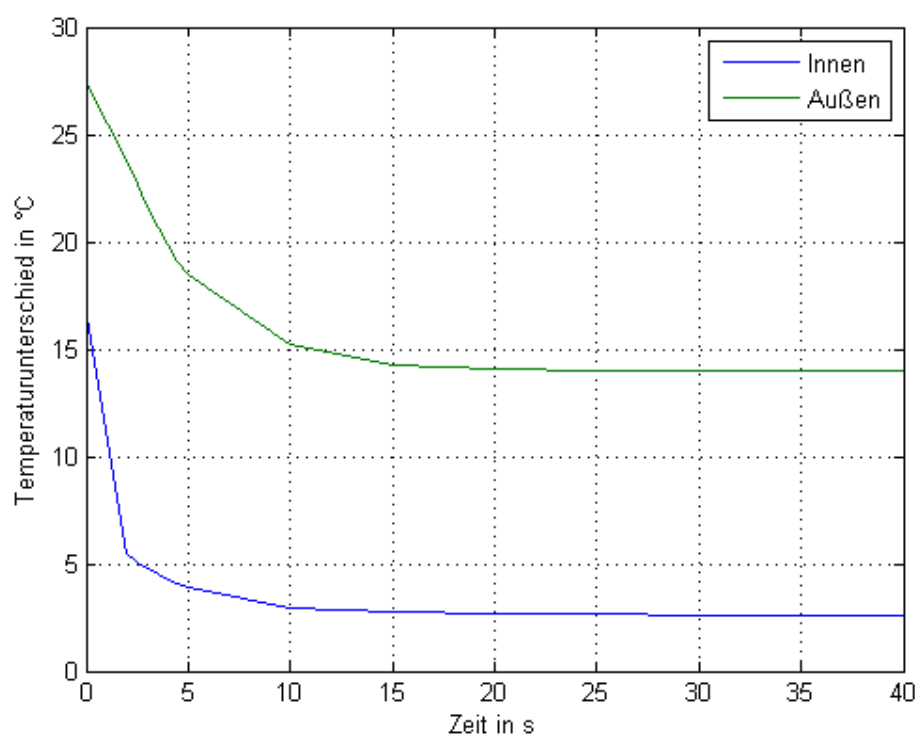
In Abbildung 4.13 wird beispielhaft der Spannungsverlauf an dem Knoten, wo die Spannungsschwingbreite am höchsten ist, für den Übergang von Schichten- nach Ringströmung bei einer DNI von 800 W/m<sup>2</sup> dargestellt. An der Innenwand ist ein Hochpunkt bei ca. 3 s zu erkennen, während an der Außenwand die Spannung stetig fällt. Die Variation der Spannung über die Zeit ist dennoch sanft.

Wird der Verlauf des maximalen Temperaturgradienten betrachtet (siehe Abbildung 4.14), so wird sowohl an der Innen- als auch an der Außenwand ein stetig fallender Verlauf erkannt. Allerdings fällt der Temperaturgradient an der Innenwand zu Beginn (0 bis 2,5 s) ziemlich steil, was letztendlich den Hochpunkt beim Spannungsverlauf erklärt.

Weitere Abbildungen zu den Spannungsverläufen und den Verläufen der Temperaturgradienten der anderen Simulationen sind in Anhang E) zu finden.



**Abbildung 4.13:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei  $S \rightarrow R$  und  $800 \text{ W/m}^2$



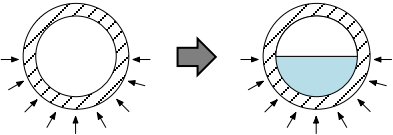
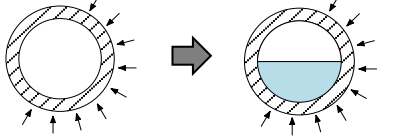
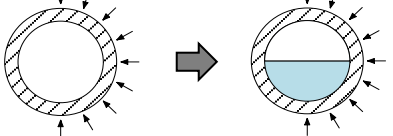
**Abbildung 4.14:** Maximaler Temperaturgradient bei  $S \rightarrow R$  und  $800 \text{ W/m}^2$

Beim kritischsten Übergang wird der Einfluss der Strahlungsrichtung untersucht. Zu diesem Zweck wird die Simulation bei einer von unten kommender Bestrahlung und einer  $45^\circ$  verschobenen Bestrahlung jeweils bei einer DNI von  $800 \text{ W/m}^2$  wiederholt. Des Weiteren wird auch der Einfluss der Geschwindigkeit, bei welcher der Übergang stattfindet,

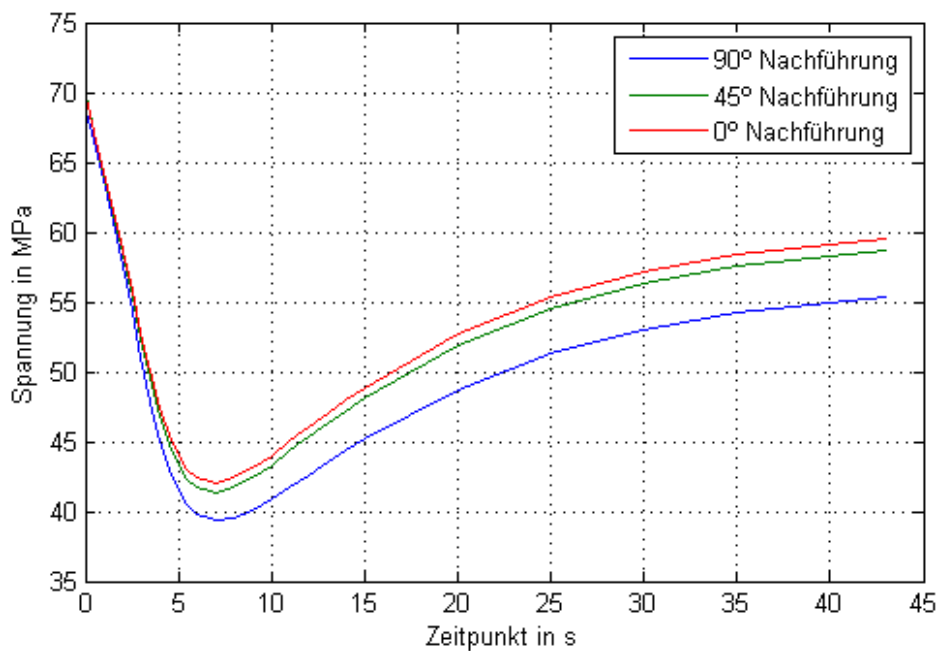
analysiert. Beim Übergang von Überhitzung in Schichtenströmung in 3 s war sowohl der Verlauf der Fluidtemperatur als auch der Verlauf des Temperaturgradienten der Rohrwand zu schnell im Vergleich zu den gemessenen Daten auf der PSA. Aus den Messungen lässt sich folgern, dass diese Änderungen im schnellsten Fall in einem Zeitintervall von ca. 30 s geschehen. Aus diesem Grund wird zusätzlich für jede Strahlungsrichtung der Übergang in 30 s simuliert.

In Tabelle 4.6 sind die maximale Spannungsschwingbreite und der maximale Temperaturgradient in einem Querschnitt an der äußeren und inneren Rohrwand jeweils für die unterschiedlichen Strahlungsrichtungen und Übergangszeiten zusammengefasst. Das Erhöhen der Übergangsgeschwindigkeit hat einen starken Einfluss in der inneren Rohrwand, wo sowohl der maximale Temperaturgradient als auch die maximale Spannungsschwingbreite deutlich steigen. Auch an der äußeren Rohrwand ist ein Anstieg zu bemerken, welcher jedoch nicht so drastisch ist. Während sich der Temperaturgradient an der inneren Rohrwand um ca. 20 K erhöht, steigt er an der äußeren Wand nur um 14 K im extremsten Fall. Die Spannungsschwingbreite steigt in der inneren Rohrwand von ca. 11 MPa auf ca. 52 MPa, jedoch an der äußeren Wand nur von ca. 21 MPa auf 28 MPa. Der Einfluss der Strahlungsrichtung ist bei der maximalen Spannungsschwingbreite kaum zu erkennen, obwohl es beim maximalen Temperaturgradienten einen Unterschied macht.

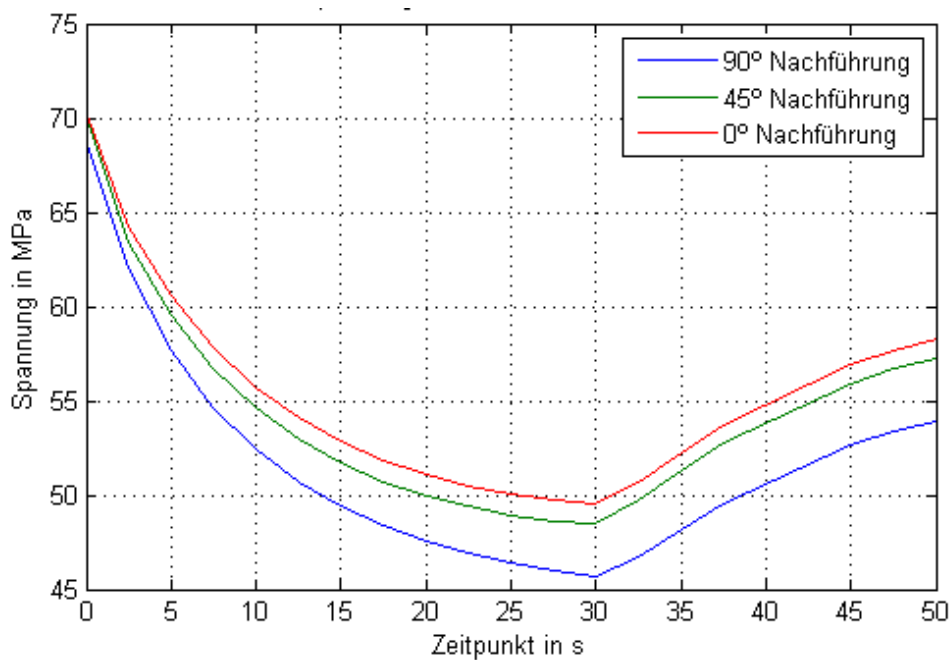
**Tabelle 4.6:** Einfluss der Strahlungsrichtung und Übergangsgeschwindigkeit bei ÜH → S

Spannungsschwingbreite in [MPa]		Außen	Innen	dT Außen	dT Innen
	3 s	27,98	52,17	27,5 K	37,5 K
	30 s	20,77	11,36	27 K	19 K
	3 s	28,78	51,98	45 K	50 K
	30 s	21,67	12,22	31 K	28 K
	3 s	29,40	51,41	59 K	56 K
	30 s	23,01	12,47	46 K	37 K

In Abbildung 4.15 und Abbildung 4.16 ist nochmal der Einfluss der Strahlungsrichtung auf den Spannungsverlauf an der Außenwand jeweils für die 3 s und 30 s Simulationen graphisch dargestellt. Es ist der Spannungsverlauf an dem jeweiligen kritischsten Knoten abgebildet, d.h. an dem, wo die Spannungsschwingbreite am höchsten ist. Bei 90° Nachführung handelt es sich um den Knoten bei einem Umfangswinkel von 230°. Dabei ist der Ursprung an der oberen Rohrseite und der Umfangswinkel verläuft gegen den Uhrzeigersinn. Bei Nachführung von 45° und 0° ist der kritischste Knoten bei einem Umfangswinkel von 200°.

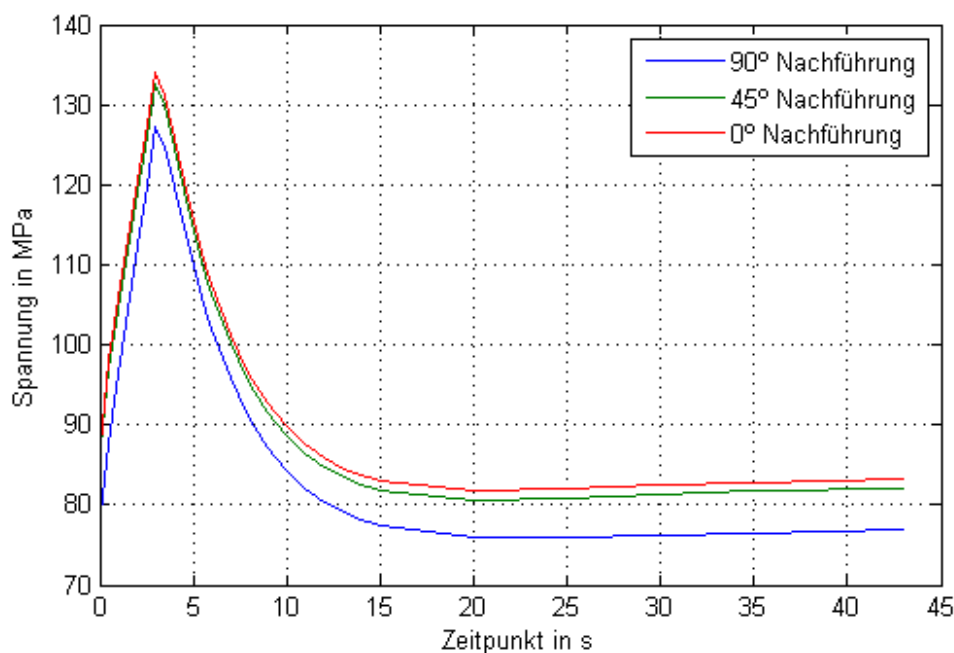


**Abbildung 4.15:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Außenwand bei ÜH → S in 3 s

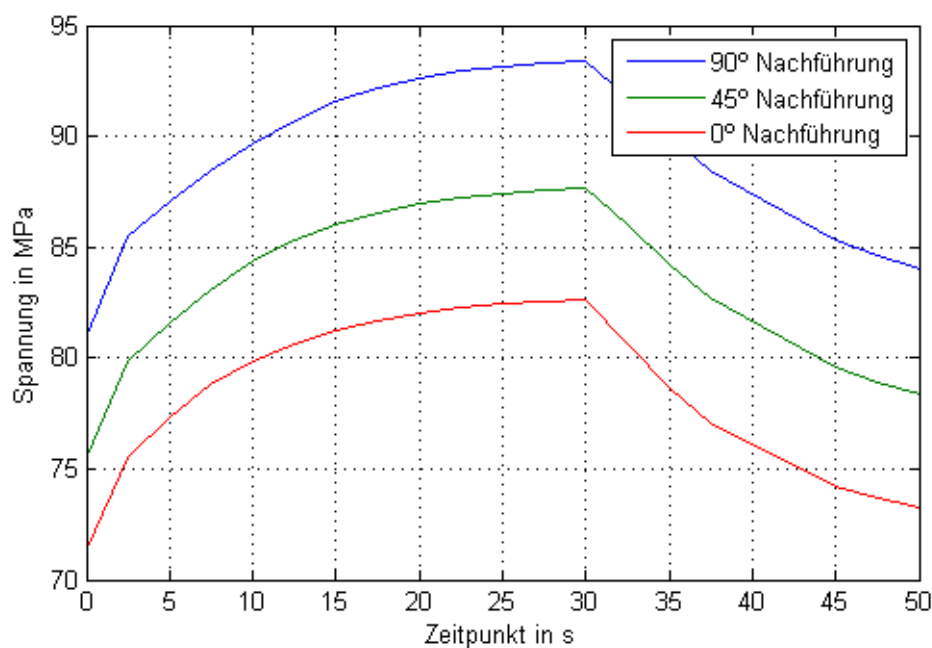


**Abbildung 4.16:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Außenwand bei ÜH → S in 30 s

Wenn der Spannungsverlauf an der Innenwand betrachtet wird, ist ein deutlicher Unterschied bei der Spannungsamplitude und der Mittelspannung zu erkennen. In Abbildung 4.17 und Abbildung 4.18 wird der Spannungsverlauf für die jeweiligen Strahlungsrichtungen dargestellt. Bei der 3 s Simulation ist dabei der kritischste Knoten unabhängig von der Strahlungsrichtung bei 180°. Für die 30 s Simulation ergibt sich die maximale Spannungsschwingbreite auch unabhängig von der Strahlungsrichtung bei 300°. Die Änderung der Mittelspannung lässt sich somit mit der Änderung des Knotens erklären.



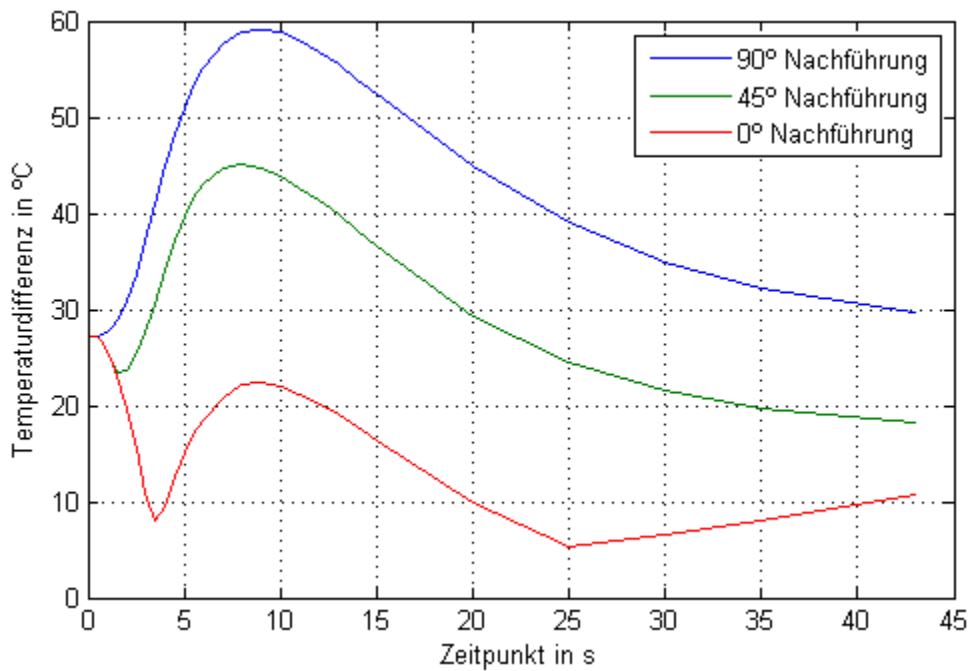
**Abbildung 4.17:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Innenwand bei ÜH → S in 3 s



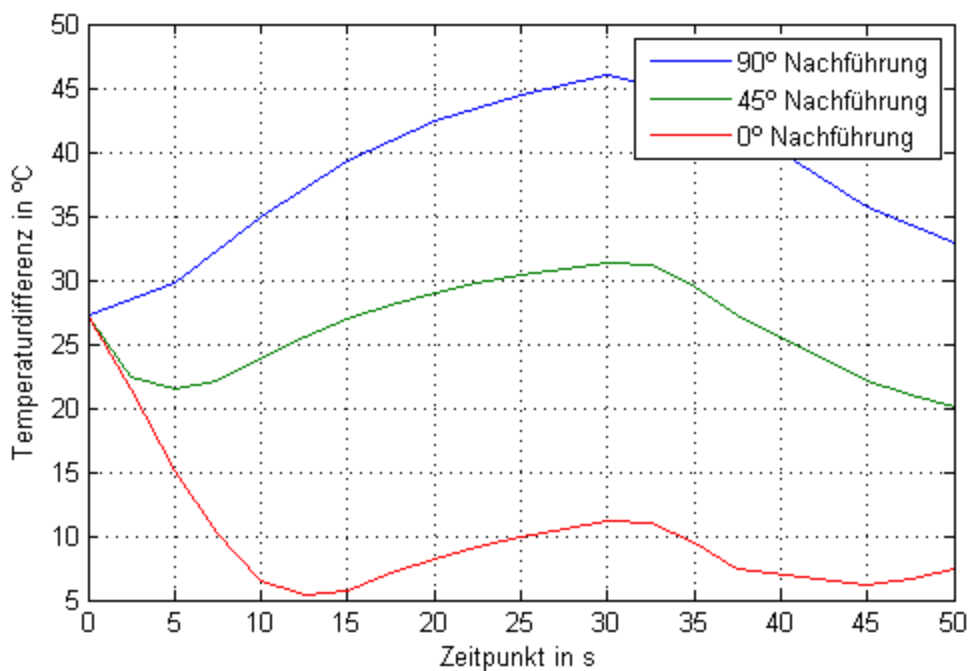
**Abbildung 4.18:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Innenwand bei ÜH → S in 30 s

Wenn die maximalen Temperaturgradienten an der Außenwand des Rohres (siehe Abbildung 4.19 und Abbildung 4.20) mit denen aus den Messungen auf der PSA verglichen werden, stellt sich heraus, dass diese bei den Simulationen in 3 s höher sind als die maximal gemessenen in der Anlage. An den Versuchstagen (siehe Tabelle 4.1) war die Bestrahlung in keinem der Fälle so verschoben, dass sie von der Seite kam. Aus diesem Grund kann der Vergleich nur mit den Simulationen von Bestrahlung von unten oder mit einer Verschiebung von 45° hergestellt werden. Die maximale Temperaturdifferenz, die an einem Querschnitt von den Thermoelementen gemessen wurde, beträgt 38 K. Bei Strah-

lung mit 45° Nachführung und einer Übergangszeit von 3 s ergeben sich 45 K, welche den gemessenen Maximalwert überschreiten. Wird zusätzlich berücksichtigt, dass sich bei den Messwerten sowohl beim Verlauf von der Fluidtemperatur als auch beim Verlauf des Temperaturgradienten eine Änderung im schnellsten Fall in ca. 30 s geschieht, so stellt sich heraus, dass der simulierte Übergang in 30 s, der realistischste Fall ist. Bei Nachführung von 90° ist der Temperaturgradient auch beim langsamen Übergang mit 46 K höher als die 38 K aus den Messdaten der Anlage; jedoch wurde dieser Fall nicht in den Versuchstagen abgebildet und könnte somit plausibel sein.



**Abbildung 4.19:** Maximaler Temperaturgradient an der Außenwand bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  in 3 s



**Abbildung 4.20:** Maximaler Temperaturgradient an der Außenwand bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  in 30 s

In Abbildung 4.21 und Abbildung 4.22 sind die Temperaturgradienten an der Innenwand dargestellt. Der Unterschied zwischen den verschiedenen Strahlungsrichtungen ist geringer als an der Außenwand. Dennoch gilt sowohl an der Innen- als an der Außenwand ein ähnlicher Verlauf bei allen Strahlungsrichtungen.

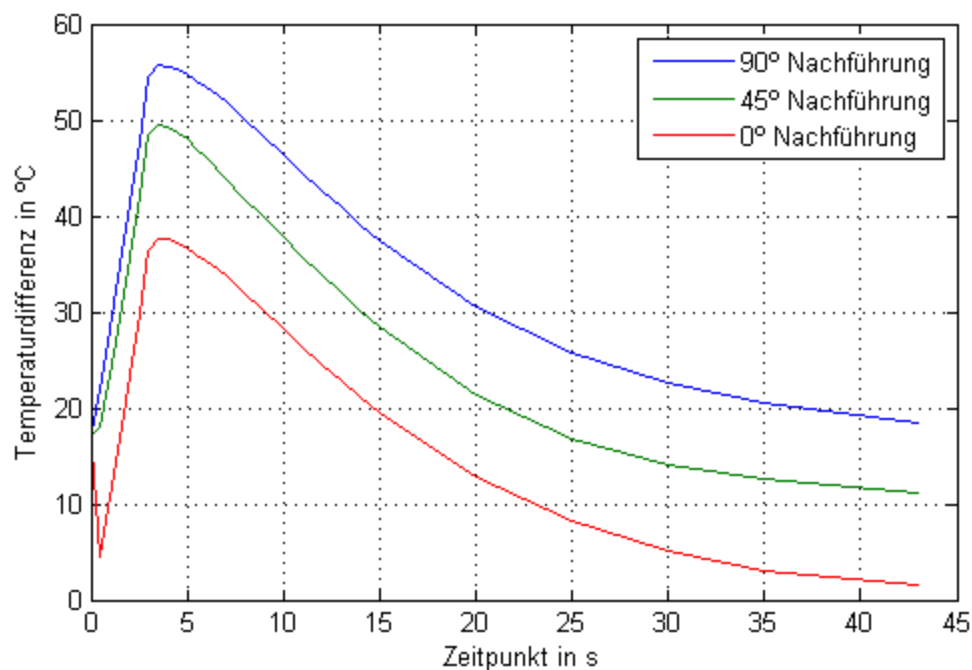


Abbildung 4.21: Maximaler Temperaturgradient an der Innenwand bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  in 3 s

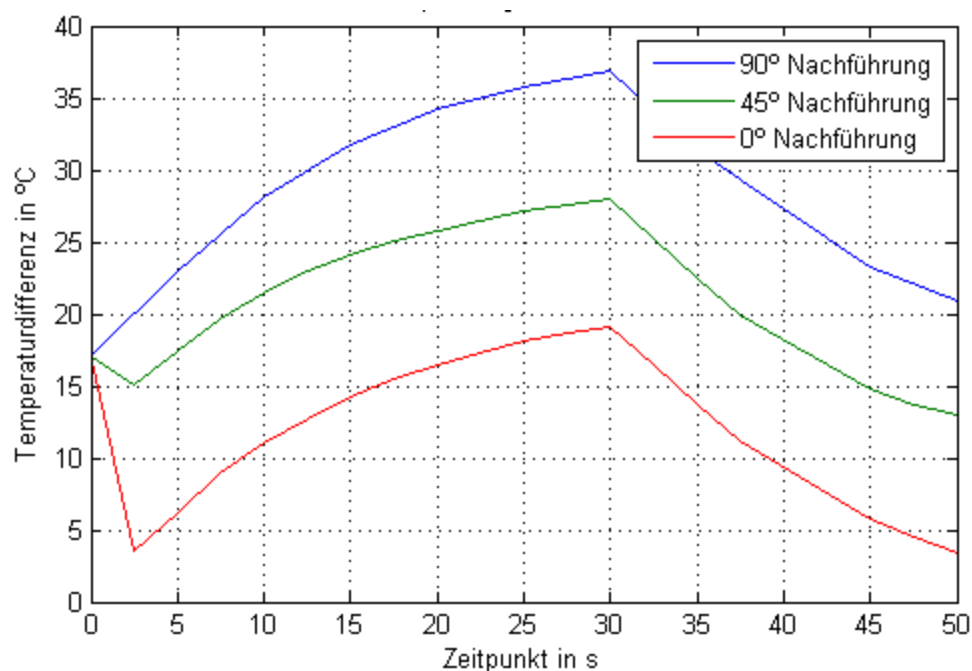
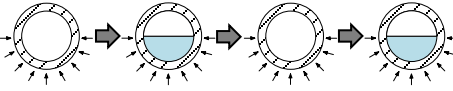
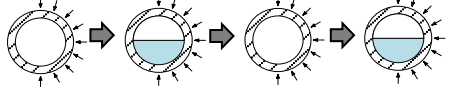
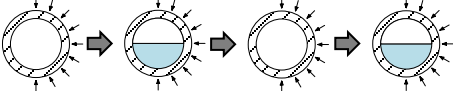


Abbildung 4.22: Maximaler Temperaturgradient an der Innenwand bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  in 30 s

Da sich der Übergang in 30 s, als der realistischste Fall ergeben hat, wird nur noch diese Übergangszeit in der folgenden Untersuchung betrachtet. Um die tatsächliche Spannungsschwingbreite bei einem schwankenden Zustand zwischen Überhitzung und Schichtenströmung zu ermitteln, werden eineinhalb Zyklen simuliert, die insgesamt in 90 s erfolgen. In den ersten 30 s wird von Überhitzung nach Schichtenströmung gewechselt. Darauf folgend wird auch in 30 s wieder zu Überhitzung zurückgekehrt und schließlich in 30 s wieder der Übergang in Schichtenströmung simuliert. Auch hier wird erneut für die drei gewählten Strahlungsrichtungen die Simulation durchgeführt

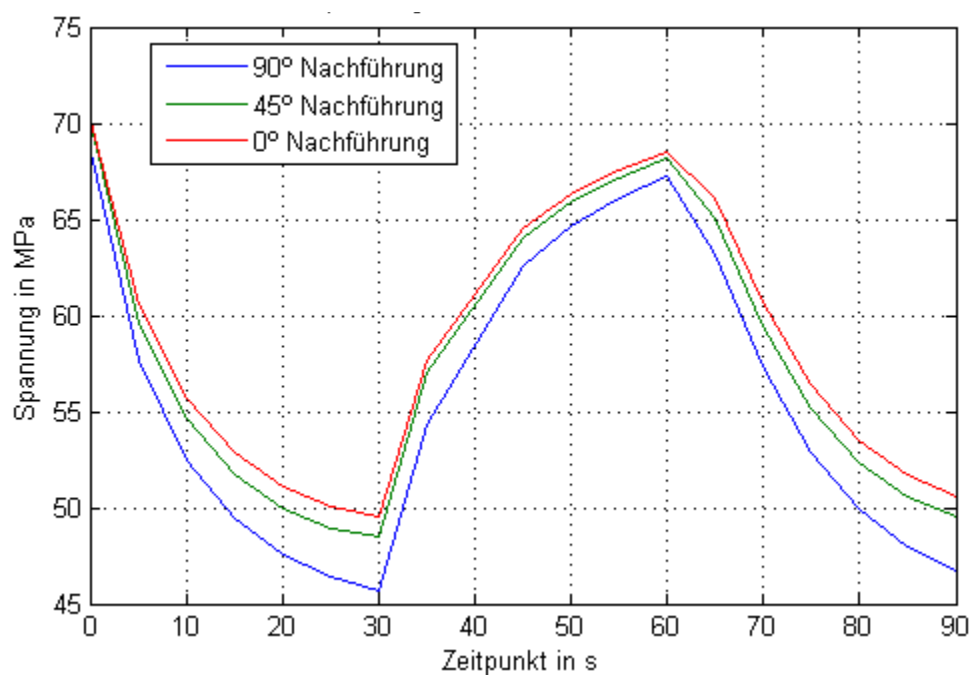
In Tabelle 4.7 werden die dazugehörigen Ergebnisse bezüglich der maximalen Spannungsschwingbreite und der maximalen Temperaturgradienten dargestellt. Bei den Maximalwerten der Temperaturgradienten in einem Querschnitt ergeben sich dieselben Werte wie bei der Simulation eines halben Zyklus. Auch bei der maximalen Spannungsschwingbreite, welche in der äußeren Rohrwand vorliegt, sind dieselben Werte wie zuvor erhalten worden. Dennoch hat sich die Spannungsschwingbreite an der inneren Rohrwand erhöht.

**Tabelle 4.7:** Ergebnisse bei 1,5 Zyklen von ÜH → S in 30 s

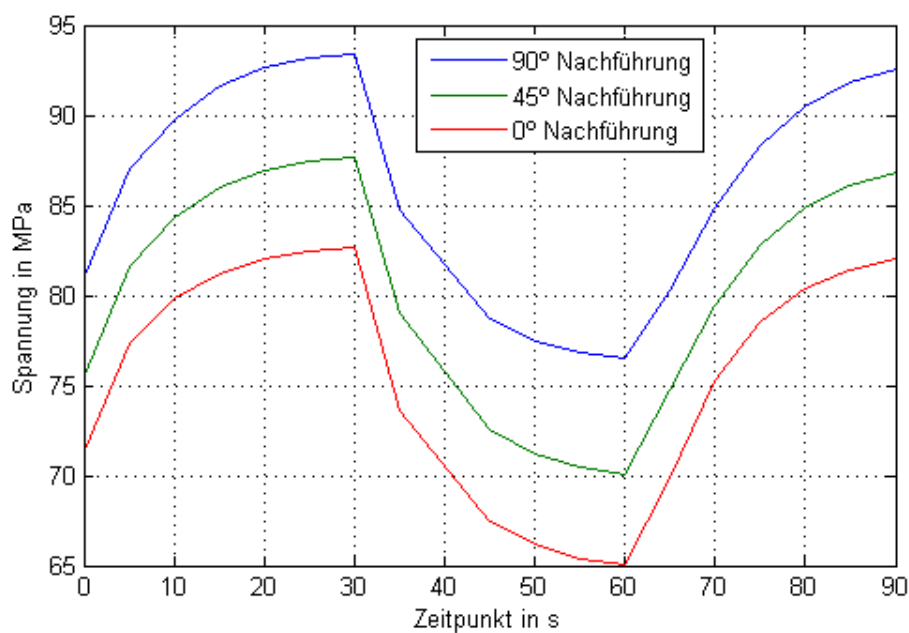
Spannungsschwingbreite in [MPa]		Außen	Innen	dT Außen	dT Innen
	90 s	20,77	17,63	27 K	19 K
	90 s	21,67	17,59	31 K	28 K
	90 s	23,00	16,93	46 K	37 K

In Abbildung 4.23 und Abbildung 4.24 ist jeweils der Spannungsverlauf an der äußeren und inneren Rohrwand dargestellt. Es lässt sich derselbe Verlauf der 30 s Simulation in den Zeiträumen von 0 bis 30 s und von 60 bis 90 s erkennen. Dazwischen (30 bis 60 s) gilt der umgekehrte Verlauf. Allerdings stellt man beim Spannungsverlauf an der Innenwand fest, dass nach 60 s ein niedrigeres Spannungsniveau als zu Beginn erreicht wird, was die Erhöhung der Spannungsschwingbreite erklärt.



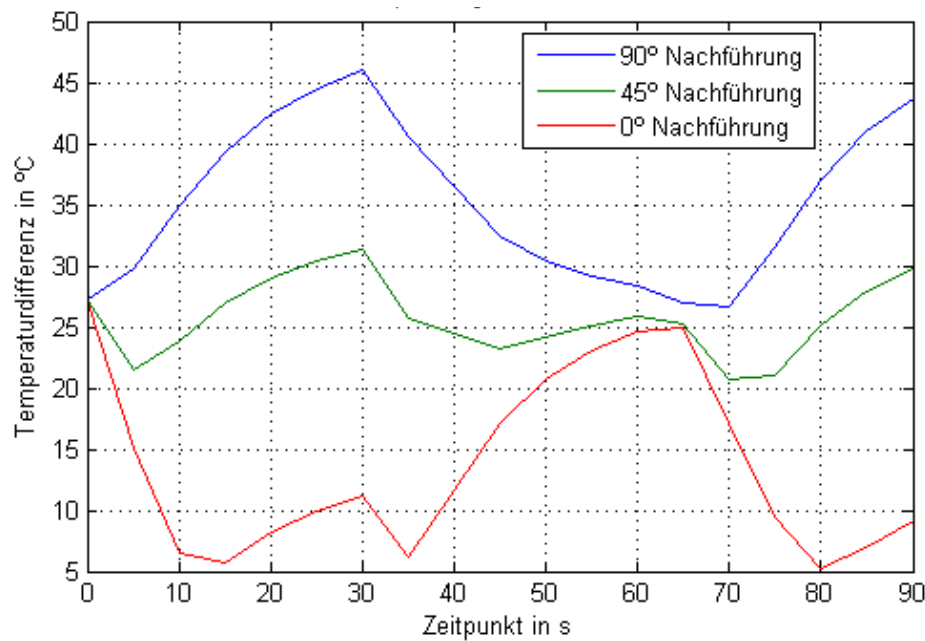


**Abbildung 4.23:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Außenwand bei 1,5 Zyklen von ÜH → S in 30 s



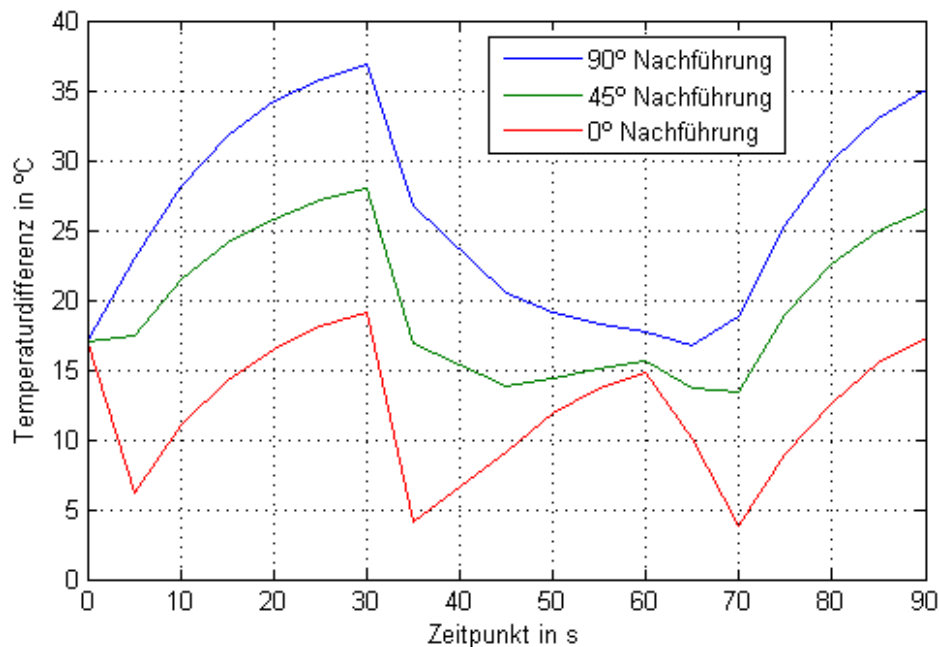
**Abbildung 4.24:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Innenwand bei 1,5 Zyklen von ÜH → S in 30 s

Wenn die maximalen Temperaturgradienten in Betracht gezogen werden, stellt man sowohl an der äußeren als auch an der inneren Rohrwand höhere Gradienten bei einer Bestrahlung von der Seite fest (siehe Abbildung 4.25 und Abbildung 4.26).



**Abbildung 4.25:** Maximaler Temperaturgradient an der Außenwand bei 1,5 Zyklen von ÜH → S in 30 s

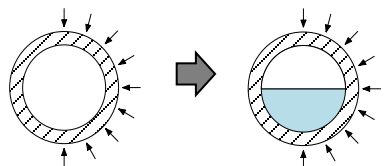
Bei einer von unten kommenden Bestrahlung werden mehrere Hoch- und Tiefpunkte im Verlauf erkannt. Die vergangene Zeit zwischen diesen Extrempunkten ist jedoch zu gering im Vergleich zu den gemessenen Werten an der PSA. In Abbildung 4.26 wechselt z.B. der Temperaturgradient bei 30 auf 35 s von einem Wert von ca. 18 K auf einen Wert von ca. 4 K. Wie schon erwähnt, sind bei den Messungen solche Unterschiede im Verlauf nur bei Zeitintervallen von 30 s zu sehen.



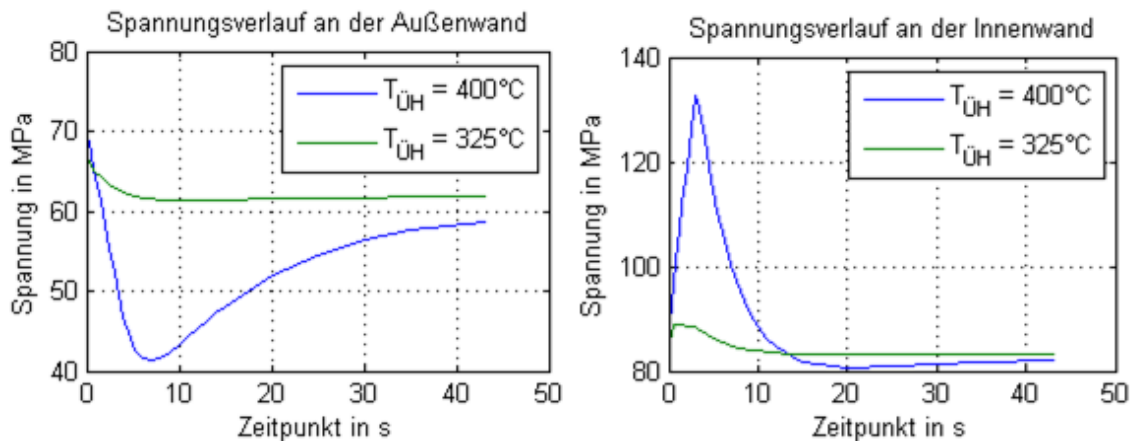
**Abbildung 4.26:** Maximaler Temperaturgradient an der Innenwand bei 1,5 Zyklen von ÜH → S in 30 s

In den bis jetzt untersuchten Fällen wurde die Temperatur bei Überhitzung auf 400°C gesetzt. Bei einer schnellen Variation in die Schichtenströmung ist es allerdings realistischer anzunehmen, dass der infrage kommende Querschnitt dem VEP näher ist und somit eine geringere überhitzte Temperatur besitzt. Um den Einfluss der Überhitzungstemperatur zu untersuchen wird die Simulation bei 45° Nachführung und Variation in 3 s erneut durchgeführt. Es wird hierfür eine Temperatur der Überhitzung von 325°C gewählt. In Tabelle 4.8 ist der Vergleich zwischen der Simulation mit 400°C und der mit 325°C dargestellt. Es lässt sich ein großer Einfluss der Temperatur feststellen, da die Spannungsschwingbreite sowohl innen als auch außen deutlich niedriger ist, als die zuvor erhaltene.

**Tabelle 4.8:** Einfluss der Überhitzungstemperatur bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  in 3 s

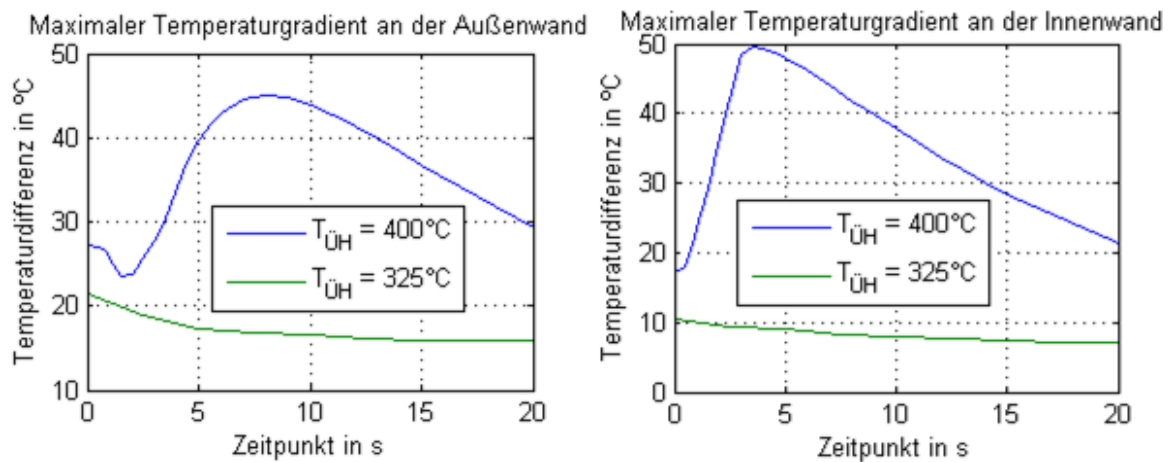
Spannungsschwingbreite in [MPa]		Außen	Innen	dT Außen	dT Innen
	$T_{\ddot{U}H} = 400^{\circ}\text{C}$	28,78	51,98	45 K	50 K
	$T_{\ddot{U}H} = 325^{\circ}\text{C}$	5,54	5,79	21,5 K	11 K

In Abbildung 4.27 ist der Spannungsverlauf am jeweils kritischsten Knoten für die Simulation mit  $T_{\ddot{U}H} = 400^\circ\text{C}$  und die mit  $T_{\ddot{U}H} = 325^\circ\text{C}$  an der Außenwand (links) und an der Innenwand (rechts) dargestellt. Bei 325°C ist der Extrempunkt des Spannungsverlaufs von der Simulation bei 400°C kaum noch zu erkennen.



**Abbildung 4.27:** Einfluss der  $\ddot{U}H$ -Temperatur auf die Spannung außen (links) und innen (rechts) bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  in 3 s

Wenn man den maximalen Temperaturgradienten beider Simulationen vergleicht (Abbildung 4.28), verschwinden ebenso die Extrempunkte, wenn die Überhitzungstemperatur 325°C beträgt.



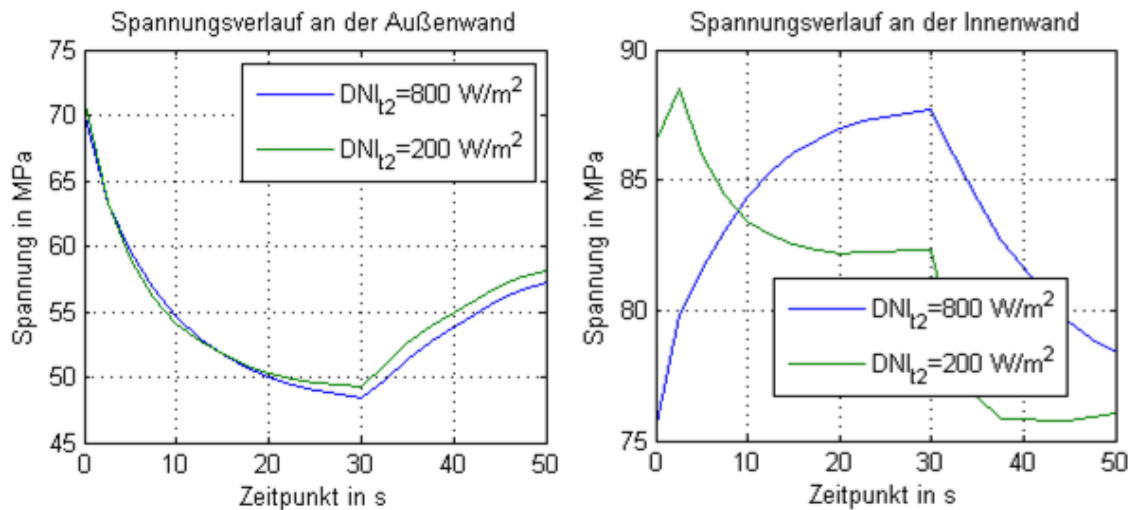
**Abbildung 4.28:** Einfluss der ÜH-Temperatur auf T-Gradient außen (links) und innen (rechts) bei ÜH→S in 3 s

Bisher wurde ein Kollektor betrachtet, der von einer Einstrahlungsstörung nur indirekt betroffen war. Es hat sich z.B. aufgrund einer Störung an einem anderen Kollektor des Loops der Verdampfungsstrecke verschoben, wobei die DNI auf dem betrachteten Kollektor konstant bleibt. Um den Einfluss der Einstrahlung zu untersuchen, wird die Simulation mit 45° Nachführung und Variation in 30 s gewählt. Zusätzlich zur Änderung des Wärmeübergangskoeffizienten und der Fluidtemperatur wird somit auch die DNI von 800 W/m<sup>2</sup> auf 200 W/m<sup>2</sup> in 30 s gesenkt.

In Tabelle 4.9 ist die Spannungsschwingbreite und der Temperaturgradient für beide Simulationen zusammengefasst. Bei  $DNI_{12} = 800 \text{ W/m}^2$  bleibt die DNI konstant und bei  $DNI_{12} = 200 \text{ W/m}^2$  findet die Variation von 800 W/m<sup>2</sup> auf 200 W/m<sup>2</sup> statt. Wenn man die Spannungsschwingbreite betrachtet, ist ein Unterschied kaum vorhanden. Abbildung 4.29 zeigt jeweils den Spannungsverlauf am kritischsten Knoten für beide Simulationen an der Außenwand (links) und an der Innenwand (rechts). An der Außenwand stellt man fest, dass auch der Verlauf kaum zu unterscheiden ist. An der Innenwand wird ein unterschiedlicher Verlauf erkennbar, der aber daran liegt, dass es sich um unterschiedliche Knoten handelt. Bei der Simulation ohne DNI Variation handelt es sich um den Knoten mit einem Umfangswinkel von 300° und bei der Simulation mit DNI Änderung um den Knoten bei 200°.

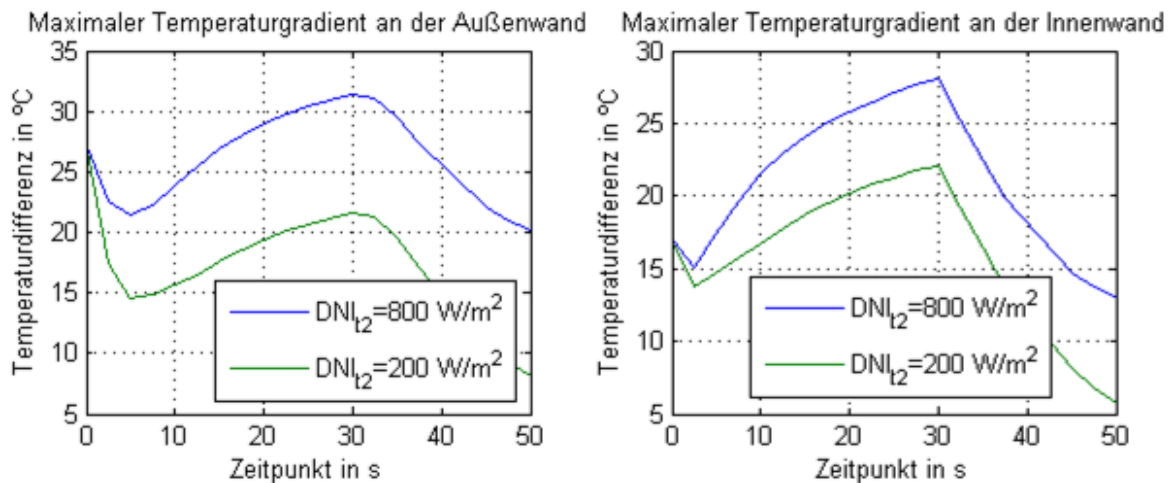
**Tabelle 4.9:** Einfluss der Variation der DNI bei ÜH → S in 30 s

Spannungsschwingbreite in [MPa]	Außen	Innen	dT Außen	dT Innen
$DNI_{12} = 800 \text{ W/m}^2$	21,67	12,22	31 K	28 K
$DNI_{12} = 200 \text{ W/m}^2$	21,91	12,76	27 K	22 K



**Abbildung 4.29:** Einfluss der DNI auf die Spannung außen (links) und innen (rechts) bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  in 30 s

Wird der maximale Temperaturgradient betrachtet, so ergeben sich bei der Simulation mit Variation der DNI niedrigere Werte (Abbildung 4.30). Der Grund weshalb sich der Verlauf nach unten versetzt ist die niedrigere Einstrahlung. Wenn die DNI sich reduziert, sinkt mit ihr auch die Temperaturdifferenz an der Rohrwand.



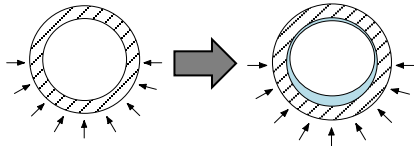
**Abbildung 4.30:** Einfluss der DNI auf T-Gradient außen (links) und innen (rechts) bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  in 30 s

#### 4.2.5 Simulationen von Überhitzung in Ringströmung

Im vorherigen Abschnitt wurde die Schichtenströmung als Übergangsphase betrachtet. Dennoch ist es bei hohen Massenstromdichten auch möglich, dass ein direkter Übergang zwischen Überhitzung und Ringströmung vorliegt. Es wird ein Übergang von 1 s, 3 s und 30 s berücksichtigt. Die Einstrahlungsrichtung hat in diesem Fall keinen Einfluss mehr, da sowohl bei Überhitzung als auch bei Ringströmung überall derselbe Wärmeübergangskoeffizient angenommen wird. Die Bestrahlung erfolgt aus diesem Grund nur von unten mit einer DNI von  $800 \text{ W/m}^2$ . Die Temperatur der Überhitzung beträgt  $400^\circ\text{C}$ .

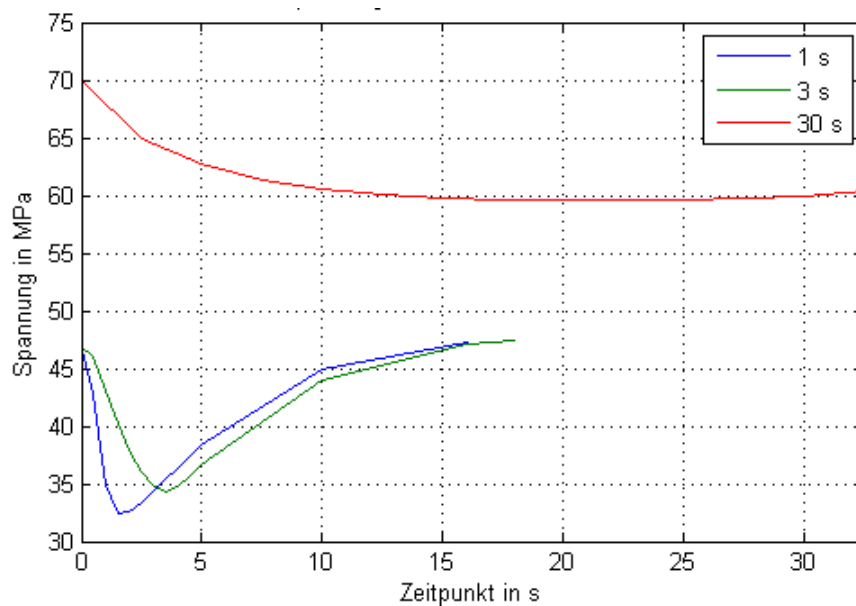
Die Ergebnisse der maximalen Spannungsschwingbreite und der Temperaturgradient für die unterschiedlichen Übergangsgeschwindigkeiten werden in Tabelle 4.10 dargestellt.

**Tabelle 4.10:** Einfluss der Übergangsgeschwindigkeit bei ÜH → R

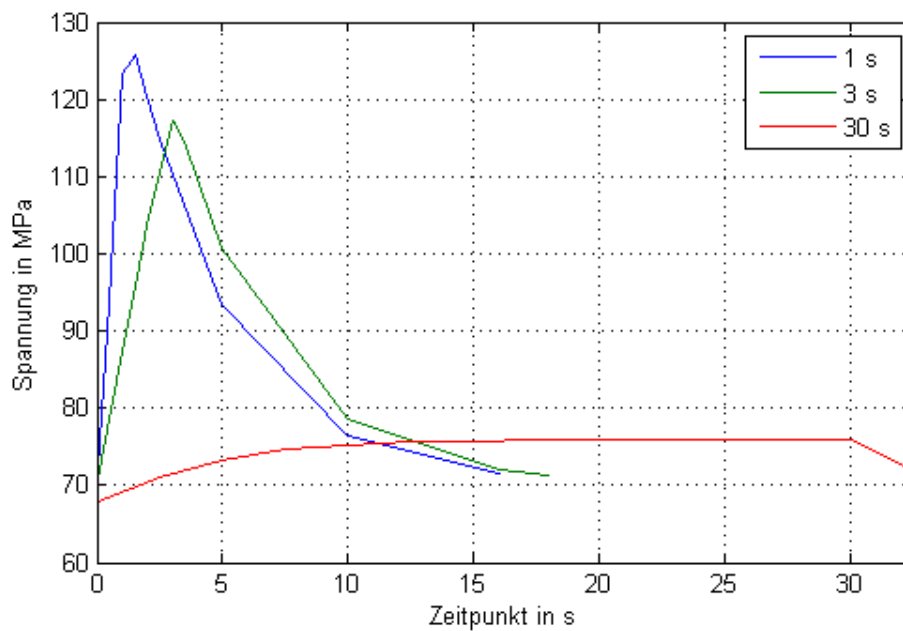
Spannungsschwingbreite in [MPa]		Außen	Innen	dT Außen	dT Innen
	1 s	14,87	55,87	27 K	17 K
	3 s	13,13	47,04	27 K	17 K
	30 s	10,47	9,04	27 K	17 K

An der Außenwand ist der Einfluss der Geschwindigkeit auf die maximale Spannungsschwingbreite deutlich geringer als an der Innenwand. Nichtsdestotrotz ist der Einfluss der Geschwindigkeit auf die Temperaturgradienten weder an der äußeren noch an der inneren Rohrwand vorhanden.

In Abbildung 4.31 und Abbildung 4.32 wird der Spannungsverlauf des kritischsten Knotens für die unterschiedlichen Übergangszeiten jeweils an der Außen- und Innenwand dargestellt. Einerseits wird die Steigung der Spannungsschwingbreite mit der Geschwindigkeit festgestellt. Auch die Mittelspannung ändert sich, vor allem in Abbildung 4.31, was sich aber an dem sich auch ändernden kritischsten Knoten erklären lässt. Bei den Simulationen von 1 und 3 s ist der kritischste Knoten an der Außenwand bei 0° und an der Innenwand bei 60°. Allerdings handelt es sich bei der Simulation in 30 s um den Knoten bei 200° an der Außenwand und um den bei 0° an der Innenwand. Andererseits ist die Verschiebung des Extrempunktes erkennbar, welcher sich ungefähr an dem Zeitpunkt ereignet, bei dem die Ringströmung erreicht wird.

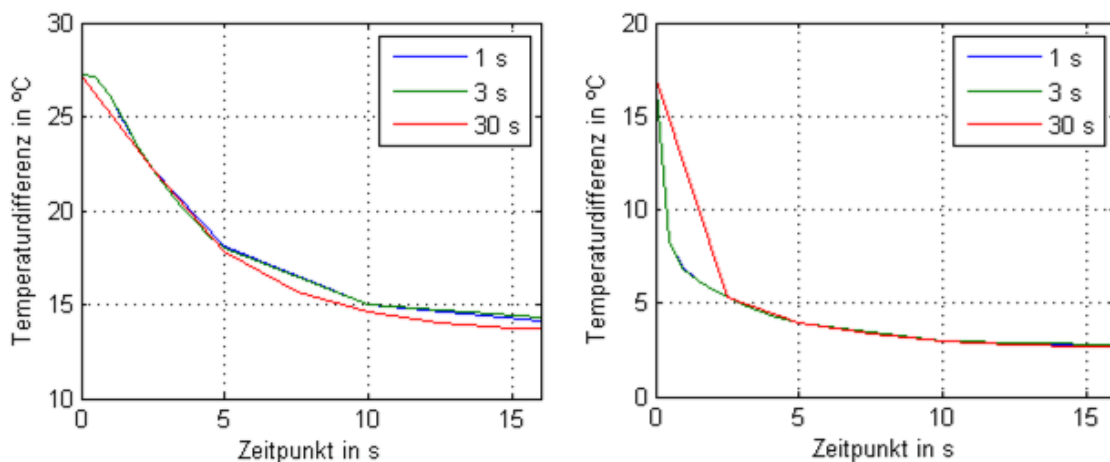


**Abbildung 4.31:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Außenwand bei ÜH → R



**Abbildung 4.32:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten an der Innenwand bei ÜH → R

In Abbildung 4.33 ist der Verlauf der Temperaturgradienten für die Außen- (links) und Innenwand (rechts) abgebildet. Dabei zeigt sich, dass die unterschiedlichen Übergangsgeschwindigkeiten kaum einen Einfluss auf die Temperaturgradienten haben. Es kann daher über eine Messung der Gradienten am Außenrohr in diesem Fall nicht auf die Geschwindigkeit oder die Spannungsbelastung zurückgeschlossen werden.

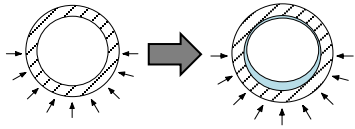


**Abbildung 4.33:** Maximaler Temperaturgradient an der Außen- (links) und Innenwand (rechts) bei ÜH → R

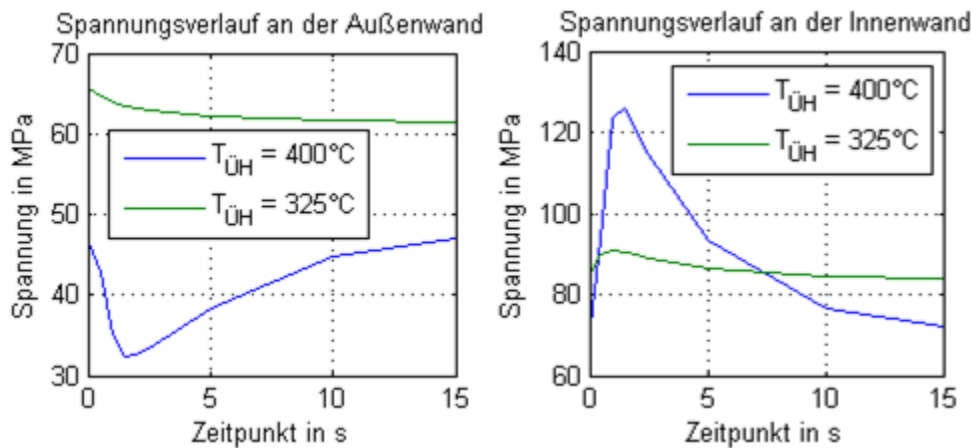
Wie schon bei der Schichtenströmung erwähnt, ist die Variation von Überhitzung bei 400°C und Verdampfung bei 320°C in kurzen Zeiten wie z.B. 1 s eher unrealistisch. Aus diesem Grund wird die Simulation von 1 s erneut für eine Überhitzungstemperatur von 325°C durchgeführt.

Tabelle 4.11 beinhaltet die Spannungsschwingbreiten und die Temperaturgradienten der beiden Simulationen. Ebenso wie bei der Schichtenströmung, lässt sich ein großer Einfluss der Überhitzungstemperatur feststellen.

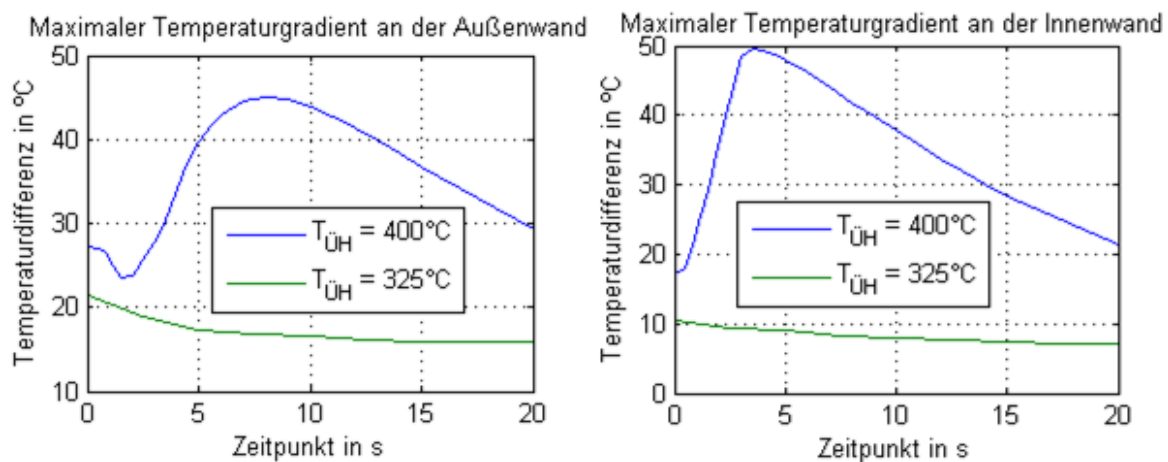
**Tabelle 4.11:** Einfluss der Überhitzungstemperatur bei  $\ddot{U}H \rightarrow R$  in 1 s

Spannungsschwingbreite in [MPa]		Außen	Innen	dT Außen	dT Innen
	$T_{\ddot{U}H} = 400^{\circ}\text{C}$	14,87	55,87	27 K	17 K
	$T_{\ddot{U}H} = 325^{\circ}\text{C}$	4,22	7,17	21,5 K	10,5 K

In Abbildung 4.34 ist der Spannungsverlauf der Knoten, mit der maximalen Spannungsschwingbreite, sowohl außen (links) als auch innen (rechts) dargestellt. Die Spannungsschwingbreite bei der Simulation mit  $325^\circ\text{C}$  ist deutlich geringer als die bei  $400^\circ\text{C}$ . Der Unterschied in der Mittelspannung beim Spannungsverlauf an der Außenwand liegt daran, dass es sich um unterschiedliche Knoten handelt. Bei  $400^\circ\text{C}$  ist der Knoten bei  $0^\circ$  der kritischste, während es bei  $325^\circ\text{C}$  der bei  $210^\circ$  ist.

**Abbildung 4.34:** Einfluss der  $\ddot{U}H$ -Temperatur auf die Spannung außen (links) und innen (rechts) bei  $\ddot{U}H \rightarrow R$  in 1 s

Der maximale Temperaturgradient (siehe Abbildung 4.35) ist bei der Simulation mit der niedrigeren Überhitzungstemperatur geringer. Außerdem liegt kein Extrempunkt in dessen Verlauf, wie es bei  $400^\circ\text{C}$  der Fall ist.

**Abbildung 4.35:** Einfluss der  $\ddot{U}H$ -Temperatur auf T-Gradient außen (links) und innen (rechts) bei  $\ddot{U}H \rightarrow R$  in 1 s

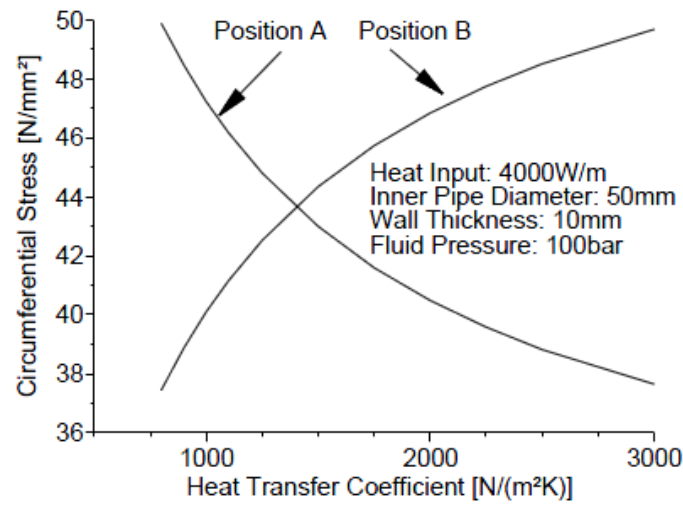


## 4.2.6 Ergebnisse

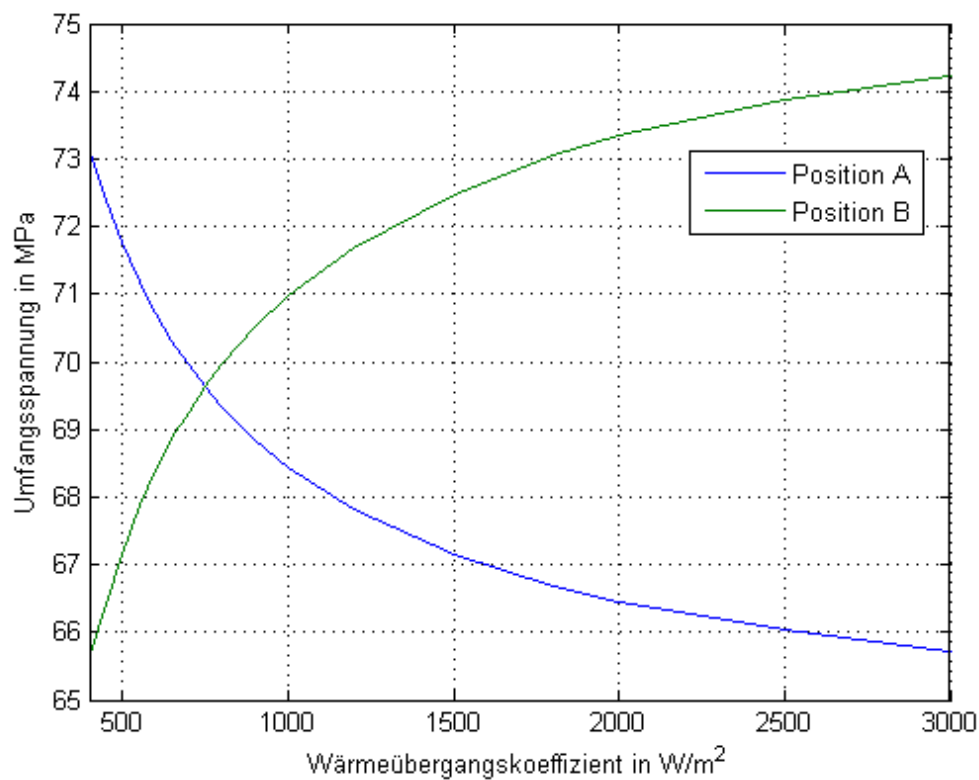
Aufgrund der Messungen der Temperaturgradienten an der äußeren Rohrwand an Receivern der DISS-Anlage lässt sich eine Übergangszeit von 30 s als realistischste Belastung annehmen. Die sich dabei ergebenden maximalen Spannungsschwingbreiten finden beim Übergang von Überhitzung in Schichtenströmung statt und betragen bei einer Strahlung von der Seite 23 MPa. Dieser Wert liegt weit unter der Dauerfestigkeitsgrenze, sowohl ohne als auch mit Berücksichtigung von Verschweißungen (siehe Werte in Kapitel 3.3). Realistisch ist die Übergangszeit von 1 s bzw. 3 s erst dann, wenn die Überhitzungstemperatur der Verdampfungstemperatur näher liegt. Beim Übergang von Überhitzung in Schichtenströmung in 3 s ergeben sich Spannungsschwingbreiten von ca. 6 MPa und beim Übergang Überhitzung zu Ringströmung in 1 s von weniger als 8 MPa. Somit sind diese unkritischer als die zwischen Ring- und Schichtenströmung erhaltenen 10 MPa. Wird die Spannungsschwingbreite von den Simulationen bei 1 s bzw. 3 s mit Überhitzungstemperatur von 400°C in Betracht gezogen, so gilt auch für die bei dem Übergang von Überhitzung zu Ringströmung erhaltenen 56 MPa noch Dauerfestigkeit. Allerdings lägen diese Belastungen sehr dicht an der Dauerfestigkeitsgrenze von Schweißgut, sodass eine Berücksichtigung empfehlenswert wäre. Ob die Einstrahlungsstörung die Verdampfungszone betrifft oder eine andere Zone davon betroffen ist, hat sich als irrelevant herausgestellt, da die Variation der DNI keinen Einfluss auf die Spannungsschwingbreite hat.

In der Studie von Steinmann [6] wurde bei einer Variation des Wärmeübergangskoeffizienten von Überhitzung auf Verdampfung in 1 s eine extreme Spannungsschwingbreite von ca. 250 MPa festgestellt. Jedoch lässt sich dieser Unterschied anhand Abbildung 4.36 erklären. Bei [6] wurde von  $\alpha = 500 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$  auf  $\alpha = 3000 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$  erhöht, wobei sich die maximale Spannung von Position A auf Position B verlagert hat (siehe Abbildung 2.14 auf Seite 14 für die Definition der Positionen). Es wird demzufolge in einer Sekunde nicht nur der Wärmeübergangskoeffizient geändert, sondern auch die Position der maximalen Spannung. In dem in dieser Arbeit untersuchten Fall ergibt sich jedoch bei der Überhitzung ein Wärmeübergangskoeffizient von ca.  $2000 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$  und bei der Verdampfung von ca.  $17000 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ . Die dazugehörige Umfangsspannung in Abhängigkeit von  $\alpha$  ist in Abbildung 4.37 dargestellt. Somit gilt in beiden Fällen die maximale Spannung an der Position B. Aufgrund der anderen Randbedingungen liegt der Übergang von A nach B im hier betrachteten Fall bei ca.  $750 \text{ W}/(\text{m}^2 \text{ K})$ , was in etwa einem Dampfmassenstrom von 0,38 kg/s entspricht.

Die zu Beginn präsentierte Hypothese aus [6] und [7], dass die Schwankungen an der Verdampfungszone zu einer Reduktion der Lebensdauer der Receiverrohre führen, wird somit widerlegt. Allerdings muss berücksichtigt werden, dass sich die Ergebnisse dieser Arbeit von denen aus [7] unterscheiden. Bei [7] wurden maximale Spannungsschwingbreiten von bis zu 90 MPa erhalten, während in dieser Arbeit maximal 55 MPa nachgewiesen werden konnten. Die genaue Ursache kann in dieser Arbeit nicht mehr nachvollzogen werden. Zusätzlich hat sich in dieser Arbeit bestätigt, dass eine transiente Betrachtung notwendig ist, um die Belastungen am Verdampfungsendpunkt zu simulieren.



**Abbildung 4.36:** Umfangsspannung in Abhängigkeit von  $\alpha$  bei Position A und B in [6]



**Abbildung 4.37:** Umfangsspannung in Abhängigkeit von  $\alpha$  bei Position A und B in dieser Arbeit

## 5 Methodik zur Lebensdauerabschätzung

Im folgenden Kapitel wird die Methodik zur Spannungsanalyse und Lebensdauerabschätzung der Receiverrohre präsentiert. Bei Prozessen, in denen ein Material ständig unter schwankenden Spannungen leidet, ist das Versagen durch die Ermüdung bedingt. Wenn die maximale Spannung eines Bauteils unterhalb der Elastizitätsgrenze des Materials liegt, kehrt das Bauteil, nachdem die Last entfernt ist, in den Anfangszustand zurück. Dennoch wird bei sehr häufigem Auftreten eine gewisse Ermüdungsschädigung akkumuliert, die letztendlich zur Rissbildung führen kann. Bauteile, die von Prozessgrößen wie Druck, Temperatur und Massenstrom belastet werden, leiden unter einer niederzyklischen Ermüdung. Im Gegensatz zur hochzyklischen Ermüdung sind bei dieser die Dehnamplituden größer, dafür die ertragbare Lastwechselzahl niedriger [24].

Zu Beginn des Kapitels wird beschrieben wie die Spannungskollektive zu ermitteln sind. Darauf folgend wird erklärt wie daraus die Ermüdungsbeanspruchung nach DIN EN 12952-3 [26] und DIN EN 12952-4 [27] zu berechnen ist. Nachdem die jährliche Ermüdungsschädigung anhand der jährlichen Einstrahlung bekannt ist, erfolgt die Berechnung der Lebensdauer des Rohres. Zum Schluss wird die Methodik als Beispiel auf ein Referenzkraftwerk mit Direktverdampfung angewandt.

### 5.1 Ermittlung der Spannungskollektive

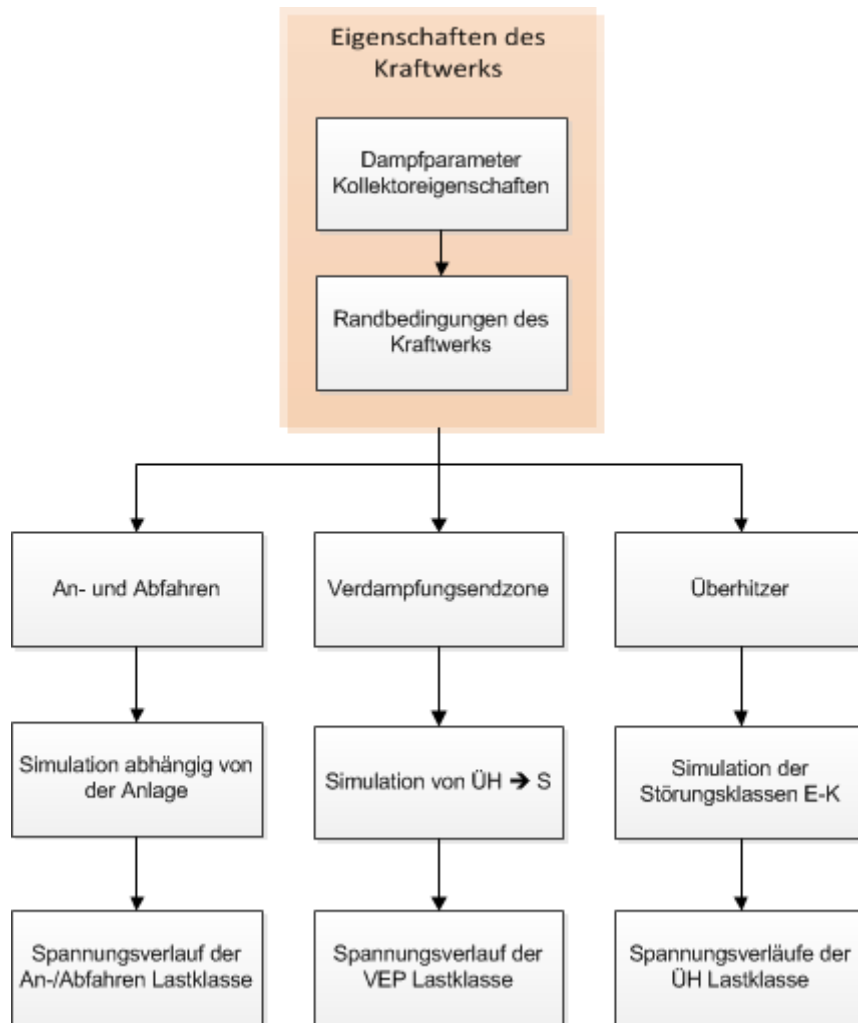
Für jede Lastklasse ist das Spannungskollektiv zu bestimmen, welches aus den Spannungsschwingbreiten  $2\sigma_{a,ij}$ , den Bezugstemperaturen  $T_j^*$ , den Mittelspannungen  $\sigma_{m,ij}$  und der gezählten Anzahl  $n_{ij}$  besteht.

#### 5.1.1 Ermittlung der Spannungsverläufe der Lastklassen

Für die Ermittlung der Spannungskollektive ist der zeitliche Verlauf der Spannung zu jeder Lastklasse zu bestimmen. Dabei sind die Spannungsverläufe abhängig von den Eigenschaften des Kraftwerks. Abbildung 5.1 zeigt das dazu anwendbare methodische Vorgehen. Wie schon in Kapitel 2.3 erwähnt gibt es bei der Direktverdampfung im Durchlaufkonzept hauptsächlich zwei Bereiche zu untersuchen: die Verdampfungsendzone und der Überhitzerbereich. Zwei Lastklassen, für die der Spannungsverlauf zu ermitteln ist, sind somit der Verdampfungsendpunkt und die Überhitzung. Dabei wird berücksichtigt, dass ein Receiver im Überhitzerbereich bei Störungen auch den Belastungen des Verdampferbereichs ausgesetzt sein kann, und umgekehrt. Weiterhin stellt auch das tägliche An- und Abfahren für jedes solarthermische Kraftwerk eine Lastklasse dar, für welche es ebenso den Spannungsverlauf zu ermitteln gilt.

Das An- und Abfahren ist bei jeder Anlage unterschiedlich und stark von der Betriebsweise abhängig. Um den Spannungsverlauf zu ermitteln, sollte somit eine anlagenspezifische Simulation durchgeführt werden. Da eine solche Simulation über den Rahmen dieser Arbeit hinausgeht, wird hier lediglich beispielhaft eine Belastung angenommen. Für das

Simulieren der zyklischen Schwankungen beim Verdampfungsendpunkt wird wie in Kapitel 4.2 beschrieben der Übergang zwischen Überhitzung und Schichtenströmung angewandt. Dabei wird als realistischster, konservativer Fall eine Zykluszeit von ca. 30 s betrachtet. Beim Überhitzer müssen die Störungsklassen E-K unter den entsprechenden Randbedingungen simuliert werden.



**Abbildung 5.1:** Ermittlung der Spannungsverläufe der Lastklassen

### 5.1.2 Speicherung der Extremwerte

Bei der Niedriglastwechselermüdung nach [27] ist die Halte-Zeit der Spannung oder die Zeit zwischen zwei Extremwerten der Spannung nicht relevant. Aus diesem Grund ist es ausreichend, nur die relativen Extremwerte der Spannung im zeitlichen Verlauf herauszufiltern und abzuspeichern, um die Ermüdung zu berechnen. Wenn drei nacheinander folgende Spannungswerte  $\sigma_1$ ,  $\sigma_2$  und  $\sigma_3$  betrachtet werden, wird anhand der folgenden booleschen Ausdrücke festgestellt, ob  $\sigma_2$  ein relativer Extremwert ist und abgespeichert werden muss [27]:

$$\sigma_1 < \sigma_2 \text{ und } \sigma_3 < \sigma_2 \quad 5.1$$

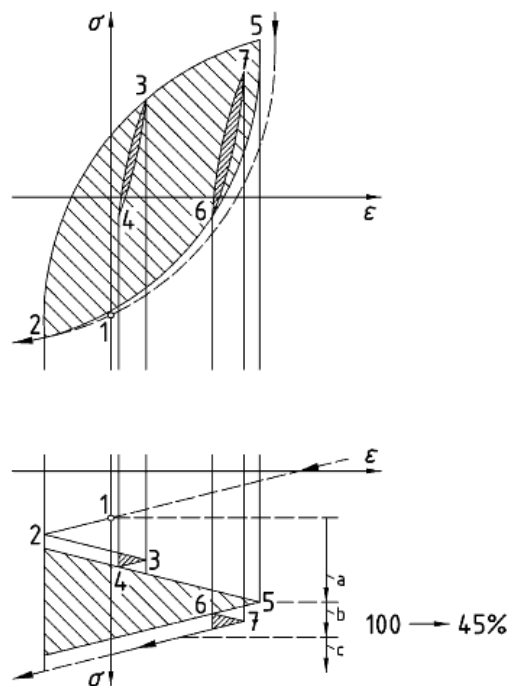
$$\sigma_1 > \sigma_2 \text{ und } \sigma_3 > \sigma_2 \quad 5.2$$

Wird Ausdruck 5.1 erfüllt, dann ist  $\sigma_2$  ein relatives Maximum. Wenn andererseits Ausdruck 5.2 erfüllt wird, so handelt es sich bei  $\sigma_2$  um ein relatives Minimum [27].

Für die spätere Berechnung der maßgebenden Spannungsschwingbreite (siehe Abschnitt 5.2.1) ist die maßgebende Temperatur des zugehörigen Lastwechsels nötig. Demzufolge wird zusammen mit dem Extremwert und dem Zeitpunkt auch der entsprechende Wert der Temperatur abgespeichert.

### 5.1.3 Lastwechselzählung

Für die Berechnung der Ermüdung muss die Häufigkeit, bei welcher die Lastwechsel auftreten, bekannt sein. Die Lastwechselzählung erfolgt nach dem sogenannten „Rain-flow-Verfahren“, auch „Range-Pair-Verfahren“ genannt. Ein Lastwechsel findet statt, wenn im Spannungs-Dehnungsdiagramm eine Hystereseschleife geschlossen wird. In Abbildung 5.2 wird beispielhaft ein Spannungs-Dehnungsdiagramm dargestellt, das bei Kaltstart (a), Lastabsenkung (b) und Abschalten (c) einer Anlage entsteht. Die drei geschlossenen Hystereseschleifen bilden jeweils einen Lastwechsel [27].



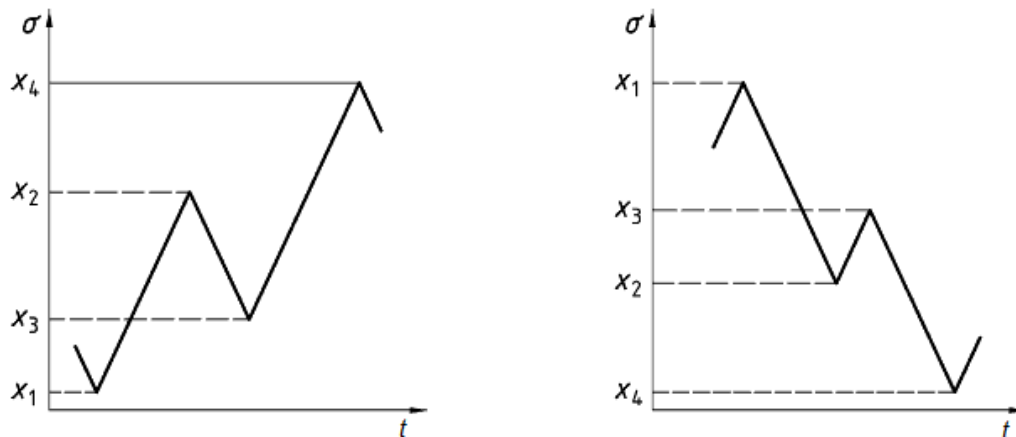
**Abbildung 5.2:** Spannungs-Dehnungsdiagramm [27]

Um die Lastwechsel aus dem zeitlichen Verlauf der Extremwerte zu erkennen, werden vier aufeinander folgende Extrema  $x_1$ ,  $x_2$ ,  $x_3$  und  $x_4$  betrachtet. Wenn sich eine der folgenden booleschen Ausdrücken erfüllt, dann bilden  $x_2$  und  $x_3$  einen Lastwechsel [27]:

$$x_4 > x_3 \text{ und } x_1 \leq x_3 \text{ und } x_2 \leq x_4 \quad 5.3$$

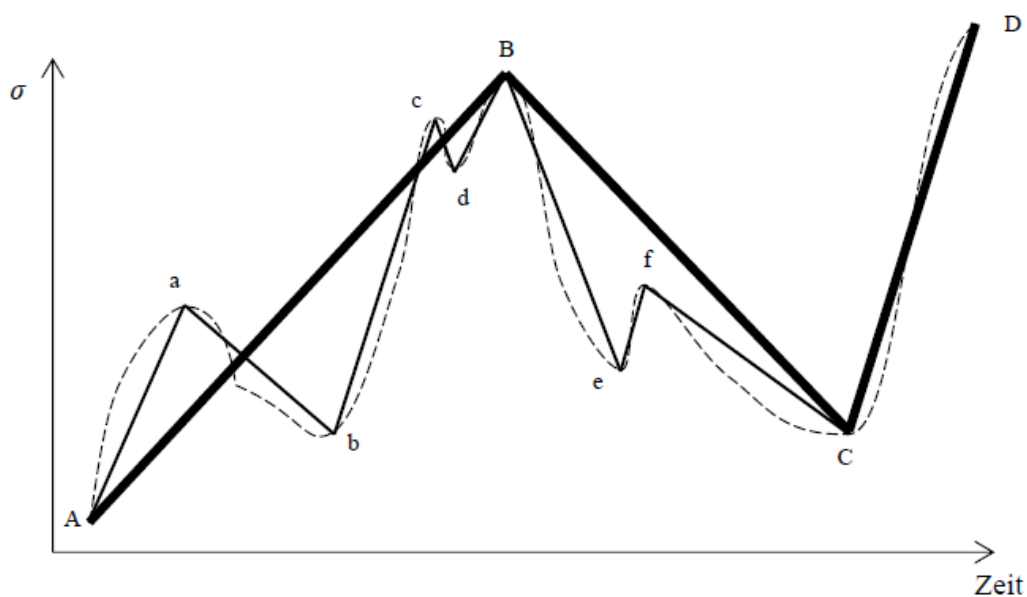
$$x_4 < x_3 \text{ und } x_1 \geq x_3 \text{ und } x_2 \geq x_4 \quad 5.4$$

In Abbildung 5.3 werden die Ausdrücke 5.3 (links) und 5.4 (rechts) visualisiert [27].



**Abbildung 5.3:** Kriterium für die Zählung eines Lastwechsels [27]

Nachdem festgestellt wird, dass  $x_2$  und  $x_3$  einen Lastwechsel bilden, sind beide Extremwerte aus der chronologischen Folge zu entfernen. Der Vorgang der Lastwechselerkennung und Entfernung der Extremwerte wird so oft wiederholt bis im zeitlichen Verlauf kein weiterer Lastwechsel vorhanden ist [27]. Die übrig gebliebenen Extremwerte bilden die Restextremwertfolge (RSE), deren Berücksichtigung im nächsten Abschnitt (5.1.4) erklärt wird. Der komplette Vorgang der Lastwechselzählung einer Folge wird beispielhaft in Abbildung 5.4 verdeutlicht. Die Extremwertpaare a-b, c-d und e-f bilden jeweils einen Lastwechsel. Wenn diese aus der Folge entfernt werden bildet das Extremwertpaar B-C einen Lastwechsel. Die Restextremwertfolge wird in diesem Fall aus den Extremwerten A und D gebildet [24].



**Abbildung 5.4:** Lastwechselzählung und Restextremwertfolge [24]

Von jedem gezählten Lastwechsel ist jeweils die Spannungsschwingbreite  $2\sigma_a$ , die Mittelspannung  $\sigma_m$  und die Bezugstemperatur  $T^*$  abzuspeichern, welche aus folgenden Gleichungen zu bestimmen sind [27]:

$$2\sigma_a = |x_3 - x_2| \quad 5.5$$

$$\sigma_m = \frac{x_3 + x_2}{2} \quad 5.6$$

$$T^* = 0,75 \max(T_3, T_2) + 0,25 \min(T_3, T_2) \quad 5.7$$

Mit  $x_2, x_3$  Extremwerte [MPa]

$T_2, T_3$  dazugehörige Temperatur [°C]

Die Lastwechsel werden anschließend nach Spannungsschwingbreite  $2\sigma_a$  und Bezugstemperatur  $T^*$  klassifiziert. Für jede Kombination ergibt sich die Anzahl an gezählten Lastwechsel  $n_{ik}$  und eine Mittelspannung  $\sigma_{m,ik}$ , die aus dem Mittelwert der Mittelspannungen der dazugehörigen Lastwechsel gebildet wird.

#### 5.1.4 Berücksichtigung der Restextremwertfolge

Für die Berücksichtigung der Restextremwertfolge werden in [27] mehrere Möglichkeiten vorgestellt, welche in Abbildung 5.5 zusammengefasst werden.

Die konservativste Methode (a) ist das Rainflow-Verfahren, welches bereits bei der Lastwechselzählung im vorherigen Abschnitt verwendet wird. Hier werden die Änderungen von Extremwert zu Extremwert als halbe Lastwechsel gezählt und die Änderung zwischen dem größten und dem kleinsten Wert wird als ganzer Lastwechsel gezählt [27].

Alternativ (b) wird angenommen, dass die RSE ein Abschnitt einer größeren Folge ist, bei der eine sehr große Änderung unterbrochen wird. Demzufolge werden analog zu 5.1.3 vollständige Lastwechsel gezählt, wenn einer der folgenden vereinfachten Ausdrücke [27]

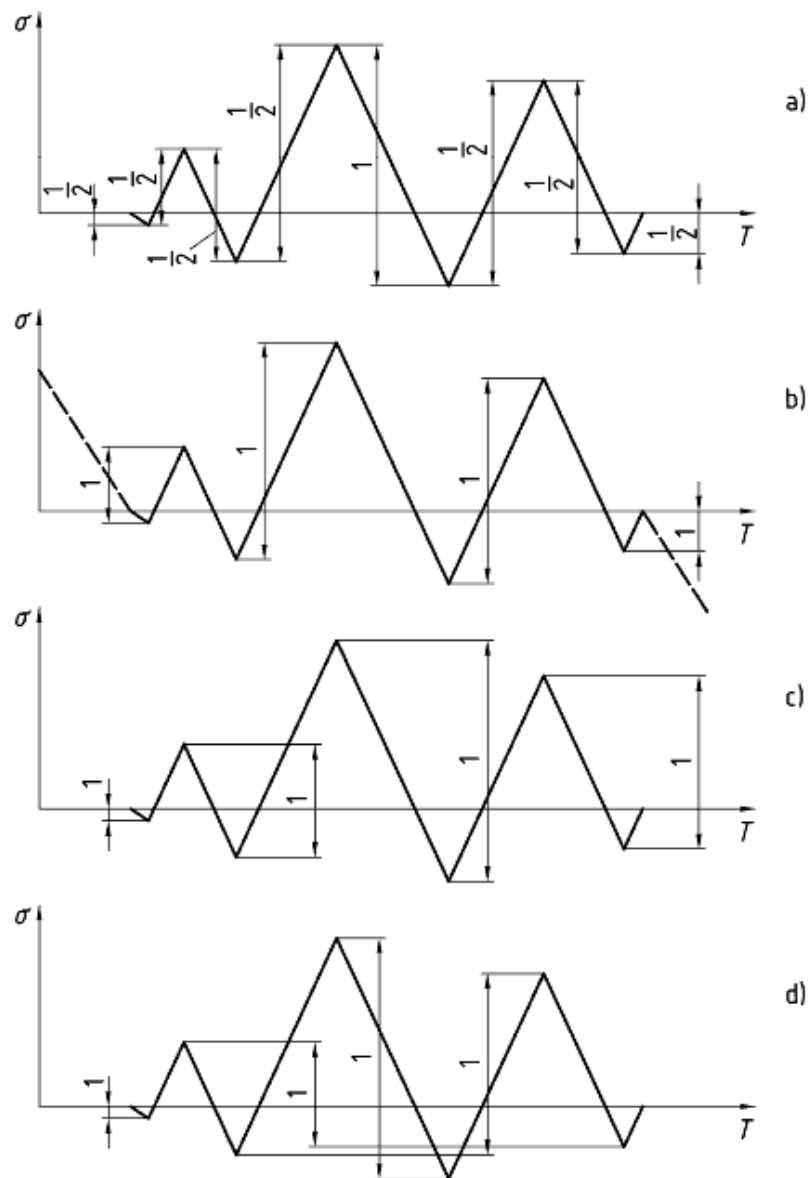
$$x_3 > x_2 \text{ und } x_3 > x_1 \quad 5.8$$

$$x_3 < x_2 \text{ und } x_3 < x_1 \quad 5.9$$

sich erfüllt, welche in Abbildung 5.6 visualisiert sind. Es handelt sich hierbei um dasselbe Kriterium aus Abbildung 5.3 mit der Vernachlässigung des ersten Extremwertes. Wird das Kriterium erfüllt, so bilden die Extremwerte  $x_1$  und  $x_2$  einen Lastwechsel [27].

Eine weitere Methode (c) ist die größte Schwingbreite als Lastwechsel zu zählen und dann jeweils die vorherigen wie auch die danach kommenden Extremwertpaare als Lastwechsel zu zählen [27].

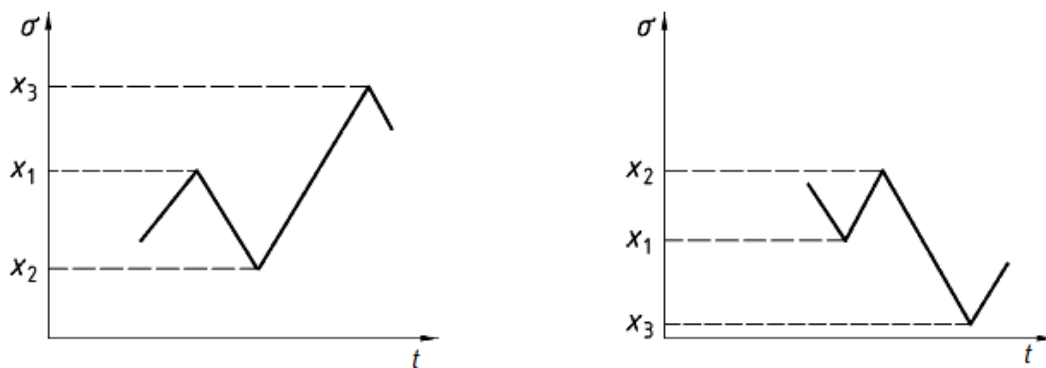
Bei der letzten Methode (d) wird auch die größte Schwingbreite als Lastwechsel gezählt. Danach werden die zugehörigen Extremwerte aus der Folge entfernt und erneut die größte Schwingbreite als Lastwechsel gezählt. Der Vorgang wird wiederholt bis keine Extremwerte mehr vorhanden sind [27].



**Abbildung 5.5:** Kriterium für die Zählung eines Lastwechsels in der RSE [27]

Da das Rainflow-Verfahren bereits in 5.1.3 verwendet wird und es das konservativste Vorgehen ist, wird diese Methode für die Berücksichtigung der Restextremwerte gewählt. Auch hier werden die Spannungsschwingbreite  $2\sigma_a$ , die Mittelspannung  $\sigma_m$  und die Bezugstemperatur  $T^*$  jedes Lastwechsels nach Gleichungen 5.5, 5.6 und 5.7 ermittelt und die Lastwechsel nach Spannungsschwingbreite und Bezugstemperatur klassifiziert. Die Anzahl der Lastwechsel  $n_{ik}$  einer Kombination muss nicht mehr aus einer ganzen Zahl bestehen, da manche Lastwechsel nur als halber Lastwechsel zählen.





**Abbildung 5.6:** Kriterium für die Zählung eines Lastwechsels in der RSE [27]

## 5.2 Ermüdungsbeanspruchung

Für die Bestimmung der Ermüdungsschädigung müssen an den Spannungsschwingbreiten, die in Kapitel 5.1 ermittelt wurden, gewisse Korrekturen vorgenommen werden. Anhand von Sicherheitsfaktoren wird die zulässige Lastwechselzahl bestimmt und damit die Ermüdungsschädigung berechnet.

### 5.2.1 Maßgebende Spannungsschwingbreite

Um die maßgebende Spannungsschwingbreite zu ermitteln muss die Spannungsschwingbreite aus dem Spannungskollektiv hinsichtlich der Oberflächenbearbeitung, der Schweißnähte, der Mittelspannung und der Temperatur korrigiert werden.

Um sowohl die Oberflächenbearbeitung als auch das Vorhandensein von Schweißnähten zu berücksichtigen, wird die Spannungsschwingbreite  $2\sigma_a$  und die Mittelspannung  $\sigma_m$  mit dem Korrekturfaktor  $C_K$  multipliziert [26]:

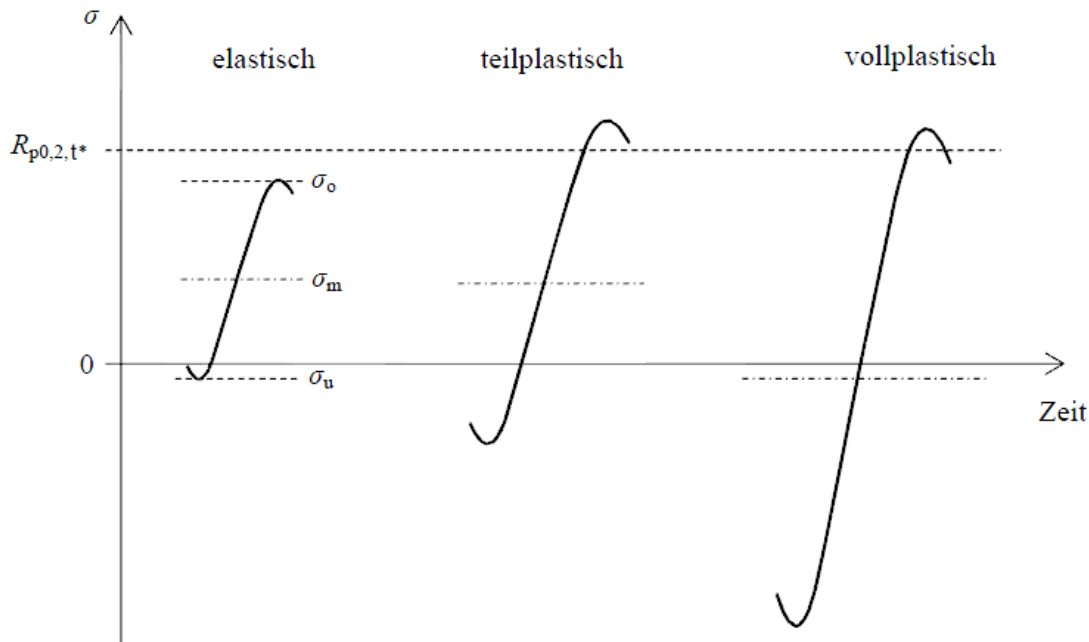
$$2\sigma_{aK} = C_K \cdot 2\sigma_a \quad 5.10$$

$$\sigma_{mK} = C_K \cdot \sigma_m \quad 5.11$$

Dabei hängt der Wert  $C_K$  von der Rautiefe und dem Typ der Schweißverbindung ab, welcher je nach Kerbwirkung in Nahtklassen K1, K2 oder K3 eingeteilt wird. Bei nicht geschweißten Bauteilen mit einer Rautiefe von  $R_z < 6 \mu\text{m}$  gilt  $C_K = 1$  [26].

Für die Korrektur der Mittelspannung wird nach Belastungsbereich elastisch, teilplastisch und vollplastisch unterschieden (siehe Abbildung 5.7). Wenn die Summe aus dem Betrag der Mittelspannung  $|\sigma_m|$  und der Spannungsamplitude  $\sigma_a$  unterhalb der temperaturabhängigen Dehngrenze  $R_{p0,2t^*}$  liegt, dann handelt es sich um den elastischen Bereich. Ist die Summe aus dem Betrag der Mittelspannung  $|\sigma_m|$  und der Spannungsamplitude  $\sigma_a$  hingegen oberhalb der temperaturabhängigen Dehngrenze  $R_{p0,2t^*}$ , ohne dass die Spannungsamplitude größer als diese Dehngrenze ist, so findet teilplastische Belastung statt.

Wenn allerdings die Spannungsamplitude  $\sigma_a$  bereits die Dehngrenze  $R_{p0,2t^*}$  überschreitet, ist in diesem Fall der vollplastische Bereich gegeben [26].



**Abbildung 5.7:** Unterscheidung der Belastungsbereiche [24]

Je nachdem welcher Belastungsbereich vorliegt, wird die maßgebende Spannungsschwingbreite  $2\sigma_a^*$  aus der dazugehörigen Gleichung berechnet [26]:

Elastischer Bereich: 
$$2\sigma_a^* = \frac{2\sigma_{aK}}{1 - \left(\frac{\sigma_{mK}}{R_m}\right)^2} \quad 5.12$$

Teilplastischer Bereich: 
$$2\sigma_a^* = \frac{2\sigma_{aK}}{1 - \left(\frac{R_{p0,2T^*} - \frac{2\sigma_{aK}}{2}}{R_m}\right)^2} \quad 5.13$$

Vollplastischer Bereich: 
$$2\sigma_a^* = \frac{(2\sigma_{aK})^2}{2R_{p0,2T^*}} \quad 5.14$$

Mit  $2\sigma_{aK}$  Spannungsschwingbreite [MPa]  
 $\sigma_{mK}$  Mittelspannung [MPa]  
 $R_m$  Zugfestigkeit [MPa]  
 $R_{p0,2t^*}$  temperaturabhängige Dehngrenze [MPa]

Für die Korrektur der Temperatur muss der Temperaturkorrekturfaktor  $C_{T^*}$  ermittelt werden. Dieser wird, je nachdem ob es sich um ein ferritisches oder ein austenistisches Material handelt, nach folgenden Gleichungen bestimmt [26]:

$$\text{Ferrit:} \quad C_{T^*} = 1,03 - 1,5 \cdot 10^{-4} T^* - 1,5 \cdot 10^{-6} T^{*2} \quad 5.15$$

$$\text{Austenit:} \quad C_{T^*} = 1,043 - 4,3 \cdot 10^{-4} T^* \quad 5.16$$

Mit  $T^*$  als Bezugstemperatur in [°C].

Die temperaturkorrigierte maßgebende Spannungsschwingbreite  $2\sigma_{aT^*}^*$  folgt dann aus der entsprechenden Gleichung [26]:

$$2\sigma_{aT^*}^* = \frac{2\sigma_a^*}{C_{T^*}} \quad 5.17$$

Mit  $2\sigma_a^*$  maßgebende Spannungsschwingbreite [MPa]

$C_{T^*}$  Temperaturkorrekturfaktor [-]

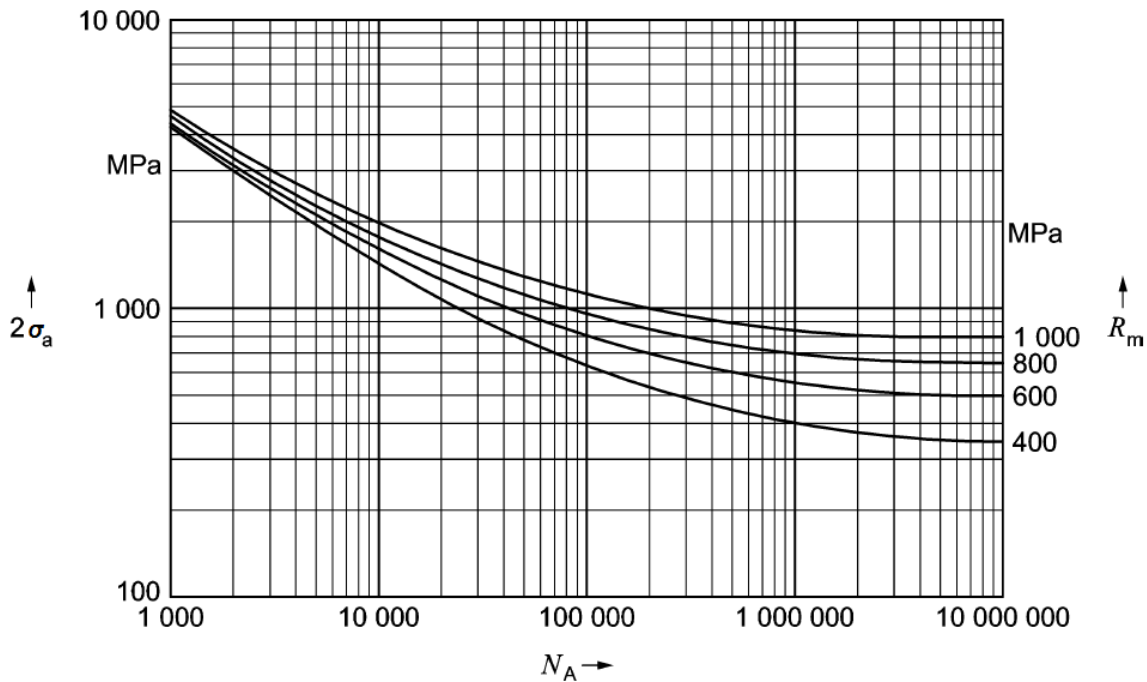
### 5.2.2 Zulässige Lastspielzahl

Anhand der temperaturkorrigierten maßgebenden Spannungsschwingbreite  $2\sigma_{aT^*}^*$  ist die zulässige Lastspielzahl  $N_{lk}$  zu bestimmen. Dazu dient die sogenannte „Wöhler-Linie“, welche den Zusammenhang der zulässigen Lastspielzahl mit der Nennspannungsamplitude darstellt.

Dazu bietet DIN EN 12952-3 [26] eine Formel, welche die zulässige Lastspielzahl  $N_A$  in Abhängigkeit der temperaturkorrigierten maßgebenden Spannungsschwingbreite  $2\sigma_{aT^*}^*$  und der Zugfestigkeit  $R_m$  darstellt:

$$N_A = \left( \frac{173150 - 0,8 \cdot R_m}{2\sigma_{aT^*}^* - 0,8 \cdot R_m} \right)^{\frac{1}{0.547}} \quad 5.18$$

In Abbildung 5.8 ist die Formel für unterschiedliche Zugfestigkeiten  $R_m$  graphisch dargestellt. An den Kurven ist zu erkennen, dass für sehr hohe Lastspielzahlen die Spannungsschwingbreite gegen 80% der Zugfestigkeit  $R_m$  konvergiert. Anders ausgedrückt, ist bei Spannungsschwingbreiten, die unterhalb dieser Grenze sind, Dauerfestigkeit anzunehmen und es wird keine Ermüdungsschädigung erzeugt.



**Abbildung 5.8:** Zulässige Lastspielzahl [26]

Für die Berücksichtigung von Lastkollektiven ist jedoch auch für Werte unterhalb dieser Grenze eine Ermüdung zuzuordnen [37] [38], bis zu Werten von 38-40% der Zugfestigkeit  $R_m$  [25]. In den klassischen Wöhlerlinien gibt es bei einer Lastwechselzahl  $N_K$  von  $2 \cdot 10^6$  einen Knick ab dem die Wöhlerlinie waagrecht verläuft [25]. Unterhalb dieser waagerechten Gerade herrscht Dauerfestigkeit. Miner [38] hat zur Berücksichtigung der Werte ab  $N_K = 2 \cdot 10^6$  angenommen, dass die Kurve mit der gleichen Steigung fortfährt. Dieses Verfahren ist als Miner-Elementar bekannt und folgende Gleichung beschreibt dessen Ermittlung der zulässigen Lastspielzahl  $N_A$  [38]:

$$N_A = N_K \left( \frac{2\sigma_{aT}^*}{2\sigma_K} \right)^{-k} \quad 5.19$$

Mit  $2\sigma_{aT}^*$  maßgebende temperaturkorrigierte Spannungsschwingbreite [MPa]

$2\sigma_K$  Spannungsschwingbreite [MPa] bei  $N_K = 2 \cdot 10^6$

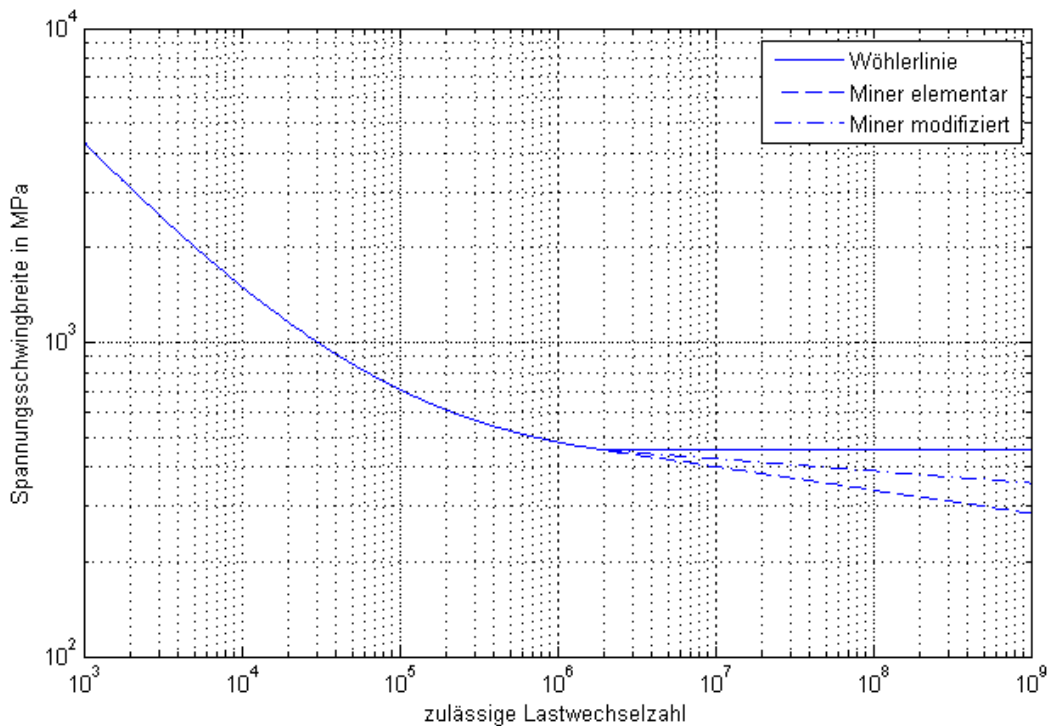
$k$  Steigung bei  $N_K = 2 \cdot 10^6$

Haibach [37] schlägt ein alternatives Verfahren vor, bei dem auch eine Kurve mit konstanter Steigung die ursprüngliche Kurve fortführt, jedoch mit einer Steigung  $k'$ , die wie folgt berechnet wird [37]:

$$k' = 2k - 1 \quad 5.20$$

Mit  $k$  Steigung bei  $N_K = 2 \cdot 10^6$

Dieses Verfahren wird als Miner-Modifiziert bezeichnet. In Abbildung 5.9 ist beispielhaft die Wöhlerlinie und die Kurven aus beiden Verfahren für eine Zugfestigkeit  $R_m = 490$  MPa dargestellt.



**Abbildung 5.9:** Wöhlerlinie, Miner elementar und Miner modifiziert

Die Gleichung 5.21 wurde anhand von experimentellen Daten ermittelt und berücksichtigt keine Sicherheitsbeiwerte. Zur Bestimmung der zulässigen Lastwechselzahl wird nach [26] ein Sicherheitsfaktor für die Spannung  $S_S = 1,5$  und ein Sicherheitsfaktor für die Lastspielzahl  $S_L = 10$  verwendet. Somit erfolgt die zulässige Lastspielzahl mit Sicherheitsbeiwert  $N_{A,S}$  aus folgendem Ausdruck [24]:

$$N_{A,S} = \min \left\{ N_A(S_S \cdot 2\sigma_{aT}^*); \frac{N_A(2\sigma_{aT}^*)}{S_L} \right\} \quad 5.21$$

Mit  $2\sigma_{aT}^*$  maßgebende temperaturkorrigierte Spannungsschwingbreite [MPa]

$N_A$  zulässige Lastwechselzahl

$S_S$  Spannungssicherheitsfaktor

$S_L$  Lastwechselsicherheitsfaktor

### 5.2.3 Berechnung der Ermüdungsschädigung

Die Ermüdungsschädigung eines Lastkollektivs wird anhand der Hypothese der linearen Schädigungsakkumulation von Palmgren [39] und Miner [38] berechnet. Bei dieser Methode wird davon ausgegangen, dass in jedem Zyklus eine Werkstoffschädigung erfolgt, die sich linear aus der Lastwechselzahl der jeweiligen Beanspruchung berechnen lässt [40]. Für jeden Lastwechsel des Kollektivs wird die inkrementelle Schädigung  $\Delta D_{ij}$  wie folgt berechnet [27]:

$$\Delta D_{ij} = \frac{n_{ij}}{N_{A,S\ ij}} \quad 5.22$$

Mit  $n_{ij}$  gezählte Anzahl vom Lastwechsel ij [-]

$N_{A,S\ ij}$  zulässige Anzahl vom Lastwechsel ij [-]

Und zur Bestimmung der gesamten Ermüdungsschädigung  $D$  des Lastkollektivs werden alle Einzelschädigungen aufaddiert [27]:

$$D = \sum \sum \frac{n_{ij}}{N_{A,S\ ij}} \quad 5.23$$

Mit  $n_{ij}$  gezählte Anzahl vom Lastwechsel ij [-]

$N_{A,S\ ij}$  zulässige Anzahl vom Lastwechsel ij [-]

Für jeden von den in Abschnitt 5.1.1 erhaltenen Spannungsverlauf wird in dieser Arbeit ein Lastkollektiv gebildet und die resultierende stündliche Ermüdungsschädigung ermittelt. Auf diese Weise kann laut der Schädigungsakkumulations-Hypothese die Gesamtschädigung aus der Multiplikation der tatsächlichen Betriebsstunden des jeweiligen Lastkollektivs mit seiner stündlichen Ermüdungsschädigung berechnet werden.

### 5.3 Berechnung der Lebensdauer

Für die Berechnung der Lebensdauer wird anhand der solaren Jahreseinstrahlung die Häufigkeit der Lastkollektive in Stunden bestimmt. Somit kann wie in dem vorherigen Abschnitt erwähnt, die jährliche Ermüdung anhand einer Multiplikation erfolgen.

#### 5.3.1 Klasseneinordnung anhand der Jahreseinstrahlung

Für die Klasseneinordnung sind die jährlichen Einstrahlungsdaten des Standorts notwendig. Für die Analyse der unterschiedlichen Störungsklassen hat Feldhoff [14] eine Auflösung von 10 s verwendet.

Um problematische Situationen für die Regelung zu identifizieren, hat [14] in seinen Untersuchungen zwei Filter auf den DNI-Verlauf angewendet und die Differenz bei der Auswahl von Störungsklassen berücksichtigt. Nach [14] ist im Durchlauf-Loop die schnellste Zeitkonstante die des letzten Kollektors des Überhitzers. Durch die lineare, zeitinvariante Übertragungsfunktion von der Defokussierung des letzten Kollektors über die Austrittstemperatur hat Feldhoff den Verlauf der normierten DNI gefiltert. Die langsamste Zeitkonstante dagegen ergibt sich aus der Veränderung der DNI auf dem kompletten Loop [14]. Auch mit dessen linearer, zeitinvarianter Übertragungsfunktion über der Austrittstemperatur hat er den Verlauf der normierten DNI gefiltert. Bei hohen Filterdifferenzen wird nämlich aufgrund der Erreichung der Grenze der Einspritzregler eine effektive Regelung verhindert [14].

Die Störungsklassen A-K sind anhand der mittleren relative DNI, der minimalen Werte der relativen DNI, des schnellen (Filt<sub>1</sub>) und des langsamen Filters (Filt<sub>2</sub>), der fraktalen

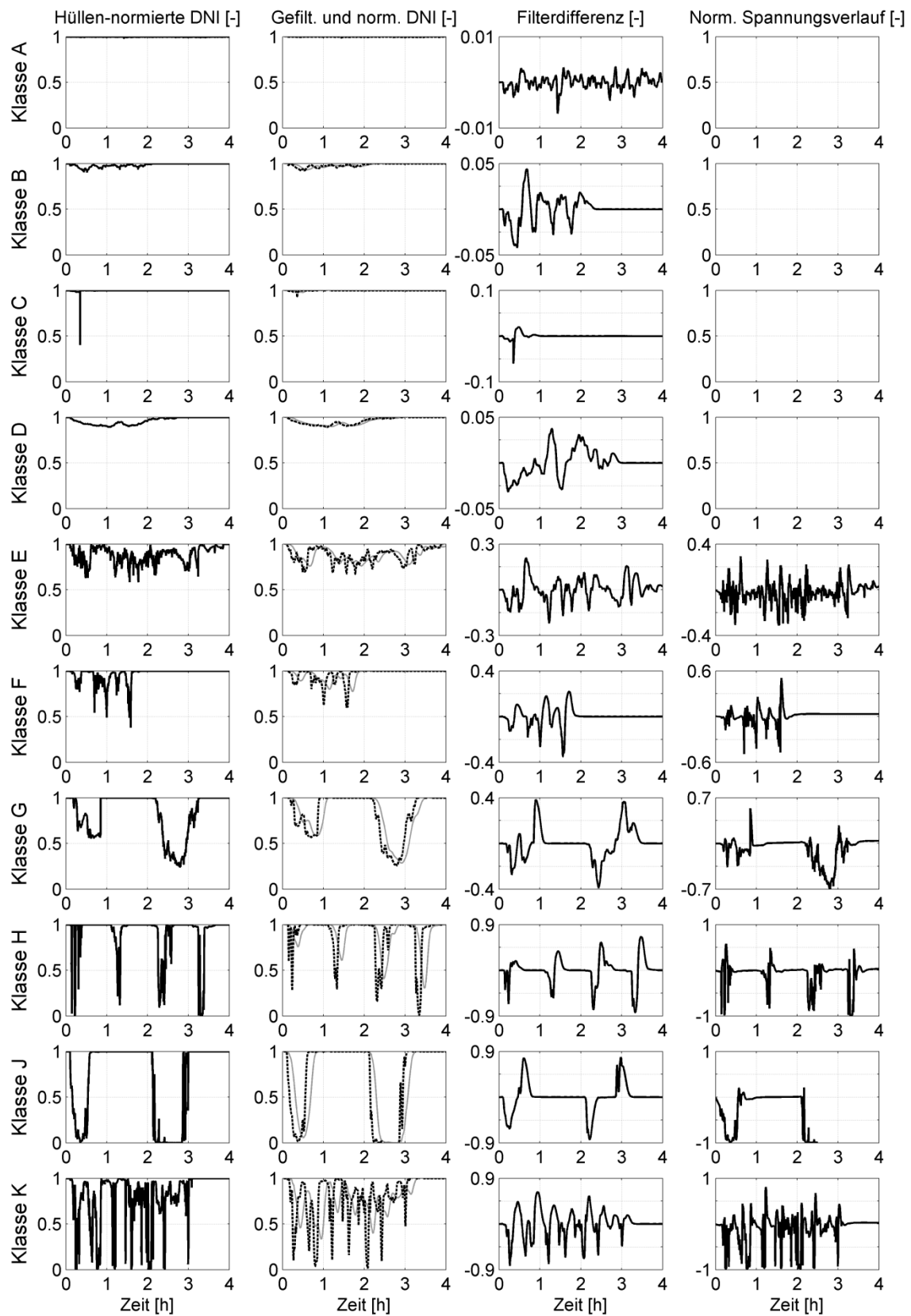
Länge der relativen DNI der beiden Filter und deren Differenz sowie der maximalen Filterdifferenz charakterisiert. Tabelle 5.1 verschafft einen Überblick der jeweiligen Charakterisierung [14].

**Tabelle 5.1:** Charakterisierung der Störungsklassen [14]

Klasse	Daten aus TT.MM.2013	Mittl. rel. DNI [1/h]	Minimales DNI/Filt <sub>1</sub> /Filt <sub>2</sub>	Fraktale Länge DNI/Filt <sub>1</sub> /Filt <sub>2</sub> /Diff. [1/h]	Max. Filterdif- ferenz
A	24.06 11-15 Uhr	0,997	0,98/0,99/0,99	1,0/1,0/1,0/1,0	0,01
B	31.01 11-13 Uhr	0,97	0,91/0,92/0,93	1,4/1,05/1,01/1,06	0,04
C	03.07 10-11 Uhr	0,99	0,4/0,93/0,98	2,2/1,1/1,01/1,06	0,06
D	28.06 15-18 Uhr	0,95	0,89/0,89/0,90	1,1/1,02/1,01/1,02	0,04
E	15.03 8-12 Uhr	0,88	0,58/0,67/0,76	2,4-7,8/1,4-2,3/1,1/1,9	0,22
F	03.07 18-20 Uhr	0,93	0,38/0,60/0,77	4,3-5,8/2,0/1,2/2,3	0,35
G	29.01 8-10 Uhr	0,80	0,55/0,57/0,58	2,8/2,0/1,4/2,4	0,38
	26.12 11-13 Uhr	0,55	0,24/0,26/0,29	5,4/1,8/1,4/1,7	0,39
H	23.01 15-16 Uhr	0,95	0/0,28/0,76	8,3/3,3/1,3/3,4	0,66
	18.05 16-17 Uhr	0,93	0,12/0,29/0,61	4,6/2,4/1,5/2,8	0,55
	12.09 10-11 Uhr	0,86	0,93/0,16/0,41	8,9/3,4/1,8/3,6	0,78
	13.07 13-14 Uhr	0,86	0/0,01/0,30	5,6/3,1/2,0/3,9	0,83
J	19.09 12-13 Uhr	0,64	0,01/0,02/0,06	4,2/2,9/2,4/3,5	0,77
	02.04 9-11 Uhr	0,23	0/0/0	11,6/4,1/2,3/4,7	0,83
K	06.10 11-15 Uhr	0,73	0/0,02/0,33	11-23/6,2/2,1/7,0	0,82

Für die Einordnung der Stunden in eine dieser Lastklassen hat Feldhoff [14] eine Wenn-Abfrage erstellt, die in [14] im Anhang D zu finden ist. In Abbildung 5.10 ist die normierte relative DNI, die anhand der Filter normierte DNI, dessen Differenz und die normierte Spannung für die unterschiedlichen Störungsklassen graphisch dargestellt. Es lässt sich feststellen, dass auch beim Spannungsverlauf ein Zusammenhang zu der relativen DNI, den Filtern und deren Differenz vorhanden ist. Aus diesem Grund wird die in [14] beschriebene Einordnung der Lastklassen übernommen.

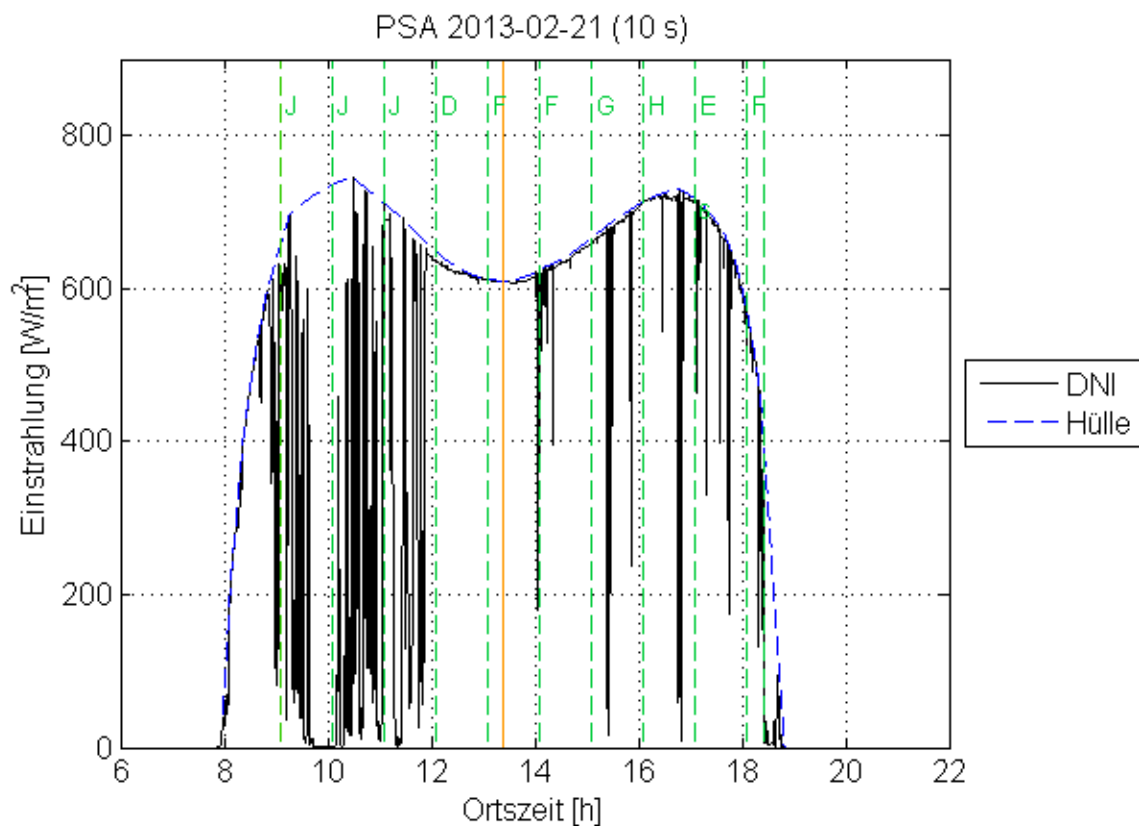
Bei der Einteilung wird für jeden Tag ab dem Zeitpunkt, wo das Anfahren ermöglicht wird, für jede einzelne Stunde eine Störungsklasse zugeordnet, bis zu dem Zeitpunkt, an dem wieder das Abfahren stattfinden würde. Abbildung 5.11 zeigt beispielhaft die Klasseneinordnung für die Einstrahlung in Almeria am 21.02.2013. Um ca. 9 Uhr ist das Abfahren zu Ende gebracht und die stündliche Einteilung wird begonnen. Bei dem letzten Abschnitt ist jedoch das Zeitintervall kleiner als eine Stunde, da das Abfahren eintritt, bevor diese letzte Stunde vergeht.



**Abbildung 5.10:** Normierte DNI, gefilterte DNI, Filterdifferenz und Spannung der Störungsklassen



Wird diese Einteilung für alle Tage des Jahres durchgeführt, so wird die jährliche Häufigkeit jeder Störungsklasse bestimmt, womit letztendlich die Häufigkeit der Lastklassen ermittelt werden kann. Für die Lastklasse Überhitzung sind die Häufigkeiten der Störungsklassen E bis K zu berücksichtigen. Bei Lastklasse Verdampfungsendpunkt wird konservativerweise angenommen, dass der Lastwechsel permanent vorkommt. Der hier betrachtete Fall ist der Übergang zwischen Überhitzung bei 400°C und Schichtenströmung bei 320°C (siehe Kapitel 4.2). Es wäre durchaus sinnvoller einen permanenten Lastwechsel bei einem Übergang anzunehmen, in dem die Überhitzungstemperatur der Verdampfungstemperatur näher liegt, z.B. für  $T_{\text{ÜH}}=325^{\circ}\text{C}$ . Bei  $T_{\text{ÜH}}=325^{\circ}\text{C}$  sind aber die Schwankungen des Temperaturgradienten an der äußeren Rohrwand, welche in den Messwerten der PSA vorkommen, nicht zu sehen. Da sich diese permanente Schwankungen der Temperaturgradienten aus den Messdaten bei dem Übergang mit  $T_{\text{ÜH}}=400^{\circ}\text{C}$  wiederfinden, wird dieser Übergang als Abschätzung für die gemessene Werte genommen. Um die Häufigkeit der permanent vorkommenden Lastklasse Verdampfungsendpunkt zu bestimmen, ist somit die Summe der Betriebsstunden zu bilden, welche aus der Summe von Lastklassen A bis K erfolgt. Bei Lastklasse An- und Abfahren wird nicht die Einteilung in den Störungsklassen verwendet, sondern die Tage an denen eine Einteilung möglich war. Ist die Einstrahlung an einem Tag zu gering um das Anfahren zu betreiben, so wird an dem Tag keine Klassenzuordnung durchgeführt. Alternativ können auch die Tage gezählt werden, an denen keine Einteilung stattgefunden hat, und diese von der Gesamtanzahl subtrahiert werden.



**Abbildung 5.11:** Einordnung der Stunden in den Störungsklassen am 21.02.2013

### 5.3.2 Lebensdauerermittlung aus jährliche Ermüdungsschädigung

Nachdem die Häufigkeit der unterschiedlichen Lastkollektive bekannt ist, kann durch der Multiplikation der Anzahl an jährlichen Stunden mit der stündlichen Ermüdungsschädigung die jährliche Ermüdungsschädigung bestimmt werden. Die Gesamtschädigung ergibt sich dann letztendlich aus dem Aufaddieren der Schädigungen aller Lastkollektiven (siehe Gleichung 5.23).

Die Gesamtschädigung muss unterhalb des Wertes 1 sein, da sich bei Bruch rechnerisch  $D = 1$  ergibt. Dennoch wird sicherheitshalber die maximale Grenze deutlich erniedrigt [40]. In [40] wird dazu ein Wert von 0,4 empfohlen. Andere Quellen [41] unterscheiden zwischen einen Wert von 0,5 bei Schweißverbindungen und einem Wert von 0,3 bei nicht geschweißten Bauteilen.

Die Lebensdauer  $L$  ergibt sich aus dem Verhältnis der tatsächlichen Gesamtschädigung  $D$  und dem maximal zugelassenem Wert  $D_{max}$ :

$$L = \frac{D}{D_{max}} \quad 5.24$$

## 5.4 Beispiel anhand Referenzkraftwerk

Um die Methodik der Lebensdauerabschätzung der Receiverrohre verständlicher zu machen, wird sie beispielhaft anhand eines Referenzkraftwerkes angewandt. Es müssen dazu sowohl die Randbedingungen des Kraftwerkes selbst (z.B. des Kollektortyps), als auch die Randbedingungen, die sich aufgrund des Standortes ergeben, bekannt sein. Konkret müssen vom Standort die Daten zu dessen jährlicher solarer Einstrahlung verfügbar sein.

Für die Anwendung der Methodik gibt es hauptsächlich zwei Wege, welche in Abbildung 5.12 dargestellt sind. Falls nur der Standort des Kraftwerkes neu ist und die Ermüdungsschädigung der Lastklassen unter dessen Randbedingungen schon vorhanden ist, muss nur die jährliche solare Einstrahlung in die Störungsklassen eingeordnet werden um die Häufigkeit der Lastklassen damit bestimmen zu können. Anhand dieser Häufigkeit und der stündlichen Ermüdungsschädigung ist dann die jährliche Ermüdungsschädigung zu berechnen. Wenn andererseits die Ermüdungsschädigung der Lastklassen nicht vorhanden ist, müssen zusätzlich die Simulationen der Lastklassen durchgeführt werden und damit die stündliche Ermüdungsschädigung bestimmt werden.

Zunächst wird das Referenzkraftwerk und dessen Randbedingungen beschrieben und anschließend die Methodik angewandt.

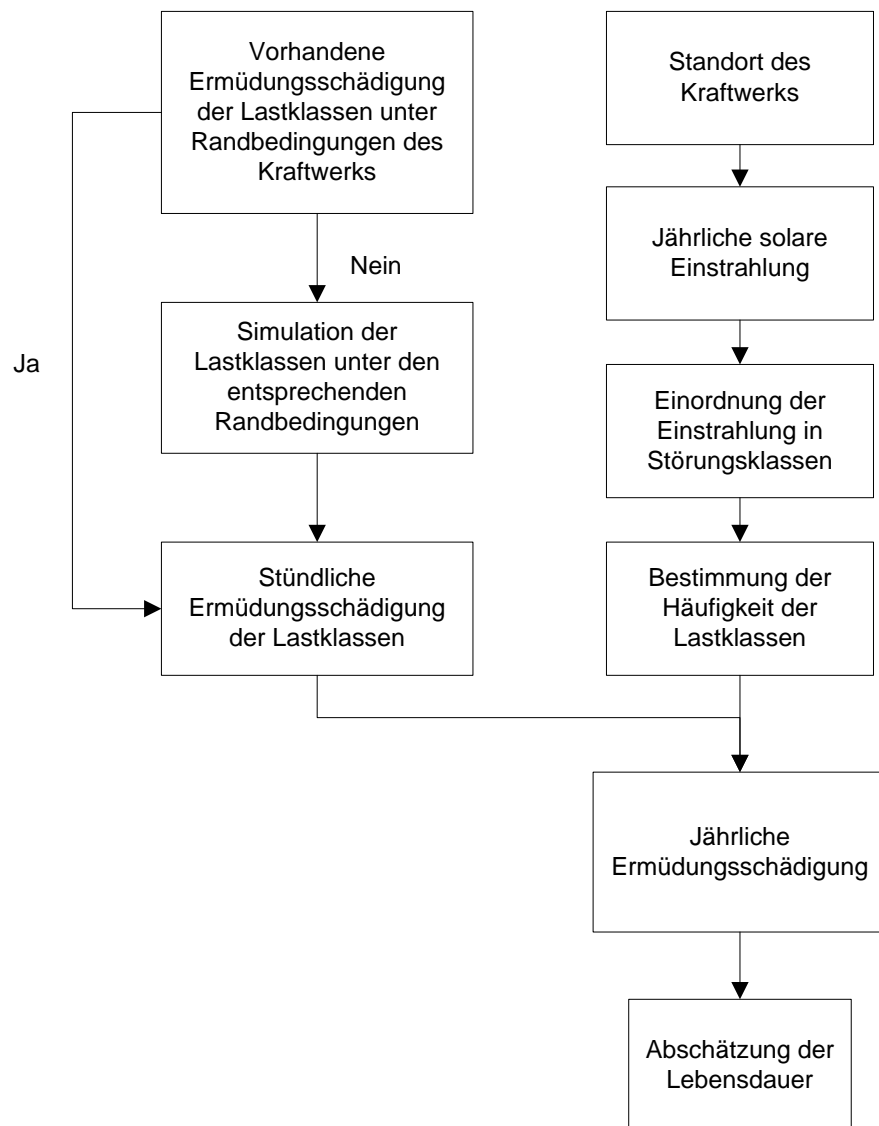


Abbildung 5.12: Methodik zur Lebensdauerabschätzung

### 5.4.1 Beschreibung des Referenzkraftwerkes

Das Referenzkraftwerk soll in Almeria errichtet werden und ist für 400°C und 110 bar ausgelegt. Tabelle 5.2 gibt einen Überblick der Randbedingungen des Kraftwerks. Die Anlage rechnet mit 40 Loops, die jeweils aus zehn 100 m langen EuroTrough Kollektoren besteht. Bei einer effektiven solaren Einstrahlung von 900 W/m<sup>2</sup> ist die thermische Leistung eines Loops ca. 3,5 MW<sub>th</sub>. Für das Kraftwerk wird eine Nennleistung von 50 MW<sub>el</sub> angenommen und kein Speicher vorgesehen.

**Tabelle 5.2:** Randbedingungen des Referenzkraftwerkes

Randbedingung	Wert
Dampfparameter	400°C/110 bar
Kollektortyp	Euro Trough
- Aperturweite	5,78 m
- Kollektorlänge	100 m
- Anzahl der Kollektoren	10
Thermische Leistung / Loop	3,5 MW <sub>th</sub> / Loop
Anzahl der Loops	40
Gesamte Leistung	50 MW <sub>el</sub>
Standort	Almeria

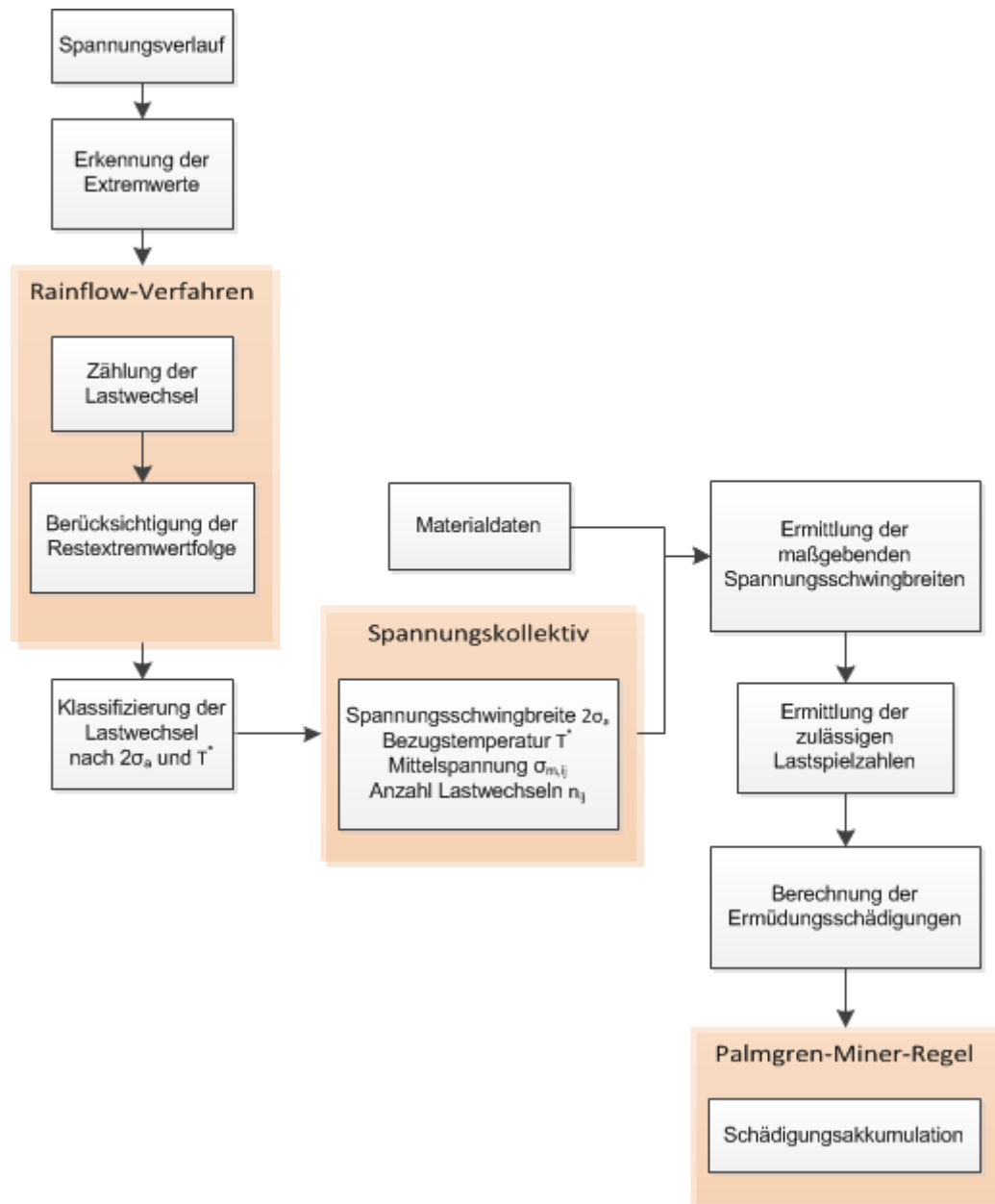
#### 5.4.2 Anwendung der Methodik

Bei der Methodik zur Lebensdauerabschätzung ist der erste Schritt die Ermittlung der Spannungsverläufe der jeweiligen Lastklassen (siehe Abbildung 5.1). Für die Lastklassen Verdampfungsendpunkt und Überhitzer sind die Ergebnisse aus Kapitel 3 und 4 verfügbar. Im Referenzkraftwerk wird derselbe Kollektor verwendet, der in den Simulationen angenommen wurde und dementsprechend dasselbe Flusssichtepprofil aufweist. Die Länge des Loops ist auch dieselbe wie bei der DISS-Anlage, so dass die Massenströme und die Regelung beim Referenzkraftwerk sehr ähnlich sind. Aus diesen Gründen gelten somit die in der Arbeit durchgeführten Simulationen auch für das Referenzkraftwerk.

Für das Anfahren wird vereinfacht angenommen, dass die Anlage im Stillstand bei 40°C und 1 bar liegt und auf den Nominalbetrieb von 400°C und 110 bar angefahren wird. Um den Spannungsverlauf des An- und Abfahrens zu bestimmen muss laut der Literatur [36] eine transiente Simulation vorgesehen werden. Die Betrachtung dieser Lastklasse gehört nicht in die Thematik dieser Arbeit, dennoch wird für die Anwendung der Methodik ein Beispiel für dessen Spannungsverlauf gebraucht. Aus diesem Grund wird für das An- und Abfahren eine stationäre Berechnung vorgesehen. Bei Stillstand wird das Rohr nicht bestrahlt und es wirkt nur die Druckspannung durch die 1 bar, welche berechnet anhand Gleichung 3.1 einen Wert von 0,59 MPa ergibt. Für den Nominalbetrieb wird eine stationäre Simulation durchgeführt, bei der eine maximale Spannung von 86,61 MPa erreicht wird. Dabei wurde eine DNI von 860 W/m<sup>2</sup> und ein Massenstrom von 1,49 kg/s angenommen (siehe Kapitel 3.3). Es wird also eine Spannungsschwingbreite von 86,02 MPa für die Lastklasse An-/Abfahren angenommen.

Nachdem die Spannungsverläufe der Lastklassen bekannt sind, folgt die Ermittlung der Ermüdungsbeanspruchung, dessen Vorgang in Kapiteln 5.1 und 5.2 beschrieben wird und in Abbildung 5.13 graphisch dargestellt wird. Für jede Lastklasse muss das Spannungskollektiv bestimmt werden, welches anhand der Rainflow-Zählung erfolgt. Vom Span-

nungsverlauf werden für die Zählung der Lastwechsel nur die Extremwerte berücksichtigt und die gezählten Lastwechsel  $n_{ik}$  und deren Mittelspannung  $\sigma_{m,ik}$  werden nach der Spannungsschwingbreite  $2\sigma_a$  und der Bezugstemperatur  $T^*$  klassifiziert. In dieser Arbeit werden für die Klassifizierung nach Spannungsschwingbreite und Temperatur ein Abstand zwischen Spannungsschwingbreiten von 2 MPa und ein Abstand zwischen Temperaturen von 20°C gewählt, um in diesem Beispiel eine Klassifizierung zu ermöglichen. Bei größeren Werten schlägt [27] Abstände von 20 MPa und 100°C vor. Jede Temperatur und Spannungsschwingbreite wird auf den darauf liegenden Wert aufgerundet.



**Abbildung 5.13:** Ermittlung der Ermüdungsbeanspruchung

Für Lastklasse An- und Abfahren wird in Tabelle 5.3 die Anzahl der Lastwechsel und die dazugehörige Mittelspannung dargestellt. Es gibt bei dieser Lastklasse nur eine Kategorie mit  $T^* = 320^\circ\text{C}$  und  $2\sigma_a = 88\text{ MPa}$ .

**Tabelle 5.3:** Übersicht der Lastwechselzählung zu An- und Abfahren

$2\sigma_a$ [MPa]	88
$T^*$ [°C]	320
Anzahl der Lastwechsel	1,5
Mittelspannung [MPa]	43,6

Für Lastklasse Verdampfungsendpunkt sind die Ergebnisse zur Lastwechselzählung in Tabelle 5.4 präsentiert. In diesem Fall ergeben sich zwei Kategorien einmal  $2\sigma_a = 24$  MPa und einmal  $2\sigma_a = 22$  MPa mit  $T^* = 380^\circ\text{C}$  in beiden Fällen.

**Tabelle 5.4:** Übersicht der Lastwechselzählung zu Lastklasse VEP

$2\sigma_a$ [MPa]	24	22
$T^*$ [°C]	380	380
Anzahl der Lastwechsel	1	0,5
Mittelspannung [MPa]	57,2	56,5

Bei Lastklasse Überhitzung muss bei jeder Störungsklasse das Spannungskollektiv ermittelt werden. In Kapitel 3.3 wird darauf hingewiesen, dass sich bei der Lastwechselzählung die Spannungsverläufe der Störungsklassen E bis K, die mit dem Wassermassenstrom und mit dem Dampfmassenstrom simuliert werden, zu analysieren sind. Bei der Lastwechselzählung wird bei allen Störungsklassen höhere Spannungsschwingbreiten festgestellt, wenn der Spannungsverlauf zu dem Wassermassenstrom verwendet wird. Aus diesem Grund werden hier nur diese Spannungsverläufe berücksichtigt. In Tabelle 5.5 und Tabelle 5.6 wird beispielhaft die Anzahl der Lastwechsel und die Mittelspannung für die Störungsklasse E dargestellt. Die Lastwechselzählung der anderen Störungsklassen sind in Anhang F) zu finden.

**Tabelle 5.5:** Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse E

		$2\sigma_a$ [MPa]			
Anzahl der Lastwechsel		8	6	4	2
$T^*$ [°C]	420	2	1,5	12	94
	400	2,5	2	9,5	94

**Tabelle 5.6:** Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse E

Mittelspannung [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]			
		8	6	4	2
$T^*$ [°C]	420	71,1	71,6	70,7	71,1
	400	71,1	71,1	70,9	71,0

Mit dem Spannungskollektiv und den Materialdaten ist die maßgebende Spannungsschwingbreite zu ermitteln. Das Absorberrohr besteht aus einem austenitischen Stahl mit der Bezeichnung ANSI 321 H oder Werkstoffnummer 1.4941. In Tabelle 5.7 werden die Dehngrenze und die Zugfestigkeit des Materials nach [36] dargestellt. Für die Zugfestigkeit wird in den Berechnungen der Wert 490 MPa gewählt, da es sich dabei um die konservativste Annahme handelt.

**Tabelle 5.7:** Materialdaten des Werkstoffs 1,4941 nach [36]

Materialdaten	Werte [MPa]									
Temperatur [°C]	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Dehngrenze $R_{p0,2}$	180	162	152	142	137	132	127	123	118	113
Zugfestigkeit $R_m$	490-680									

Unter der Berücksichtigung der Materialdaten ergeben sich für Lastklasse An- und Abfahren, VEP und Störungsklasse E von ÜH die maßgebende Spannungsschwingbreiten aus jeweils Tabelle 5.8, Tabelle 5.9 und Tabelle 5.10. Dabei wird dem in Abschnitt 5.2.1 beschriebenen Vorgehen gefolgt. Für diese Berechnungen wird erstmal das Vorliegen von Schweißnähten vernachlässigt. In allen Fällen liegt der elastische Bereich vor, so dass die Mittelspannungskorrektur anhand Gleichung 5.12 berechnet wird. Da es sich um ein austenitisches Material handelt, wird für die Temperaturkorrektur Gleichung 5.16 verwendet.

**Tabelle 5.8:** Maßgebende Spannungsschwingbreite der Lastwechsel bei An- und Abfahren

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]
		88
$T^*$ [°C]	320	98,0

**Tabelle 5.9:** Maßgebende Spannungsschwingbreite der Lastwechsel bei Lastklasse VEP

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]	
		24	22
$T^*$ [°C]	380	57,2	56,5

**Tabelle 5.10:** Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse E

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]			
		8	6	4	2
$T^*$ [°C]	420	9,5	7,1	4,7	2,4
	400	9,4	7,0	4,7	2,4

Der nächste Schritt ist die Ermittlung der zulässigen Lastspielzahl. In Abschnitt 5.2.2 wird dabei erwähnt, dass sich die zulässige Lastwechselzahl bei Lastkollektiven nur bei maßgebenden Spannungsschwingbreiten berechnen lässt, die eine untere Grenze von 38-40% der Zugfestigkeit  $R_m$  überschreiten. In diesem Fall muss ein Wert von ca. 186 MPa überstiegen werden, was bei keiner Lastklasse vorkommt. Somit ist bei allen betrachteten Lasten von Dauerfestigkeit auszugehen.

Wird das Vorliegen von Verschweißungen betrachtet, so muss vor der Mittelspannungs- und Temperaturkorrektur die Mittelspannung und die Spannungsschwingbreite mit einem Korrekturfaktor  $C_k$  multipliziert werden. Dieser Korrekturfaktor hängt vom Typ der Art der Verschweißung, der Zugfestigkeit und der Anzahl der Lastwechsel ab. Die Kollektoren werden jede 4 m von außen, d.h. nur einseitig, geschweißt. Nach [25] entspricht dies der Nahtklasse K2 zu welcher der Korrekturfaktor  $C_{k2}$  in Abbildung 5.14 dargestellt ist. Es ist wichtig, dabei die Anzahl der Lastwechsel richtig zu berücksichtigen. Bei der An- und Abfahren Lastklasse ist der tägliche Zyklus mit der Anzahl an Betriebstagen zu multiplizieren. Für die VEP Lastklasse wird ein Zyklus von einer Minute berücksichtigt, von der aber auch die jährliche Anzahl bestimmt werden muss. Die ÜH Lastklasse andererseits beinhaltet das Spannungskollektiv bei einer Zeitdauer von vier Stunden. Die genaue Häufigkeit wird bei der Einordnung der Lastklassen bestimmt (siehe Tabelle 5.14). Dennoch ist sowohl bei der An- und Abfahren Lastklasse als auch bei den Störungsklassen der ÜH Lastklasse die Anzahl niedriger als  $5 \cdot 10^3$ . Für den Korrekturfaktor gilt somit bei einer Zugfestigkeit von 490 MPa ein Wert von ca. 1,75. Bei der VEP Lastklasse ist mit einer jährlichen Zyklusanzahl von ca.  $2 \cdot 10^5$  zu rechnen, was einem Korrekturbeiwert von 2,25 entspricht.

Die Ergebnisse der maßgebende Spannungsschwingbreite mit Berücksichtigung der Schweißnähte sind jeweils in Tabelle 5.11, Tabelle 5.12 und Tabelle 5.13 dargestellt. Die maßgebenden Spannungsschwingbreiten sind deutlich höher geworden, dennoch wird auch unter Berücksichtigung der Verschweißung die untere Grenze von 186 MPa nicht überschritten.



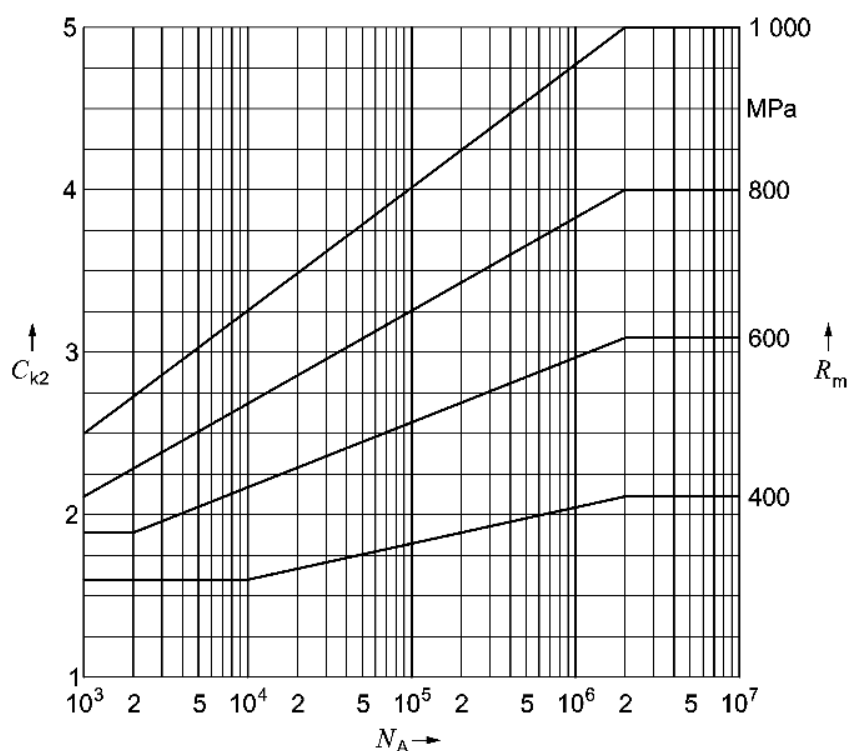
Abbildung 5.14: Korrekturfaktor  $C_k$  für Nahtklasse K2 [26]

Tabelle 5.11: Maßgebende Spannungsschwingbreite mit Verschweißung bei An- und Abfahren

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]
		88
$T^*$ [°C]	320	172,1

Tabelle 5.12: Maßgebende Spannungsschwingbreite mit Verschweißung bei Lastklasse VEP

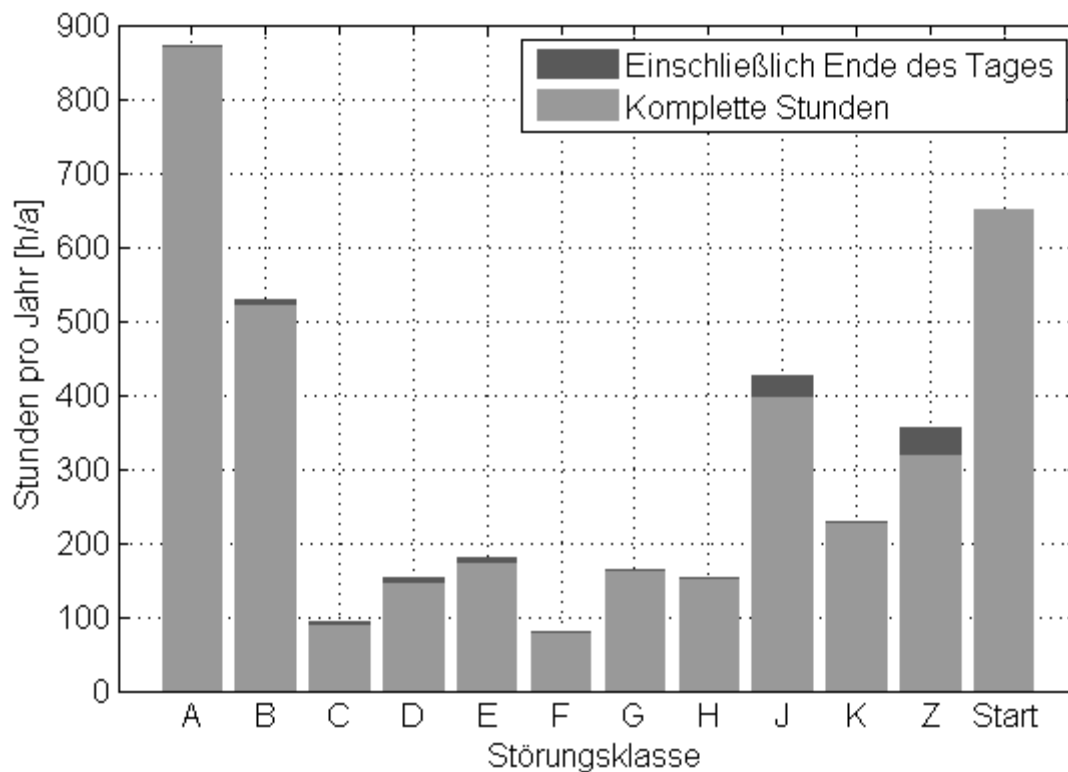
Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]	
		24	22
$T^*$ [°C]	380	63,9	58,7

Tabelle 5.13: Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsstufe E

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]			
		8	6	4	2
$T^*$ [°C]	420	17,2	12,9	8,6	4,3
	400	17,0	12,8	8,5	4,3

Wenn die maßgebenden Spannungsschwingbreiten den 0,38-0,4% der Zugfestigkeit überschritten hätten, würde man, wie in Abschnitten 5.2.2 und 5.2.3 beschrieben, die zulässige Lastspielzahl und die Ermüdungsschädigung jedes Lastkollektives anhand der linearen Schädigungsakkumulation berechnen. Die Ermüdungsschädigung muss dabei stündlich bzw. täglich bei der An- und Abfahren Lastklasse angegeben werden, damit man den Wert mit den jährlichen Stunden bzw. Tagen multiplizieren kann. Für die Lastklasse An- und Abfahren muss dabei keine Umrechnung erfolgen, da es sich dabei schon um den täglichen Zyklus handelt. Die VEP Lastklasse beschreibt einen Zyklus von einer Minute, somit wird dessen Ermüdungsschädigung mit 60 multipliziert um die stündliche Ermüdung zu ermitteln. Bei den Störungsklassen der ÜH Lastklasse wurde ein vier Stunden langer Zeitraum simuliert, bei dem die Belastung meistens über einer Stunde läuft. Dementsprechend muss die Ermüdung durch die Zeitdauer der Belastung geteilt werden. Bei Störungsklasse F ist die Dauer z.B. zwei Stunden.

Nachdem die stündliche bzw. tägliche Ermüdung bekannt ist, wird anhand der jährlichen solaren Einstrahlung die Häufigkeit jeder Lastklasse bestimmt. Dafür werden für das Referenzkraftwerk die Einstrahlungsdaten des Standortes Almeria aus dem Jahr 2013 verwendet. Nach den Kriterien, die in Abschnitt 5.3.1 präsentiert werden, ergibt sich in dem Jahr die stündliche Einordnung, die in Abbildung 5.15 zu erkennen ist. In dunkelgrau sind dabei die akkumulierten Stunden markiert, die aus der letzte Einordnung des Tages erfolgt sind, dessen Zeitintervall meistens nicht eine Stunde erreicht (siehe Abbildung 5.11). Unter Störungsklasse Start werden die Stunden angegeben, die für das Anfahren der Anlage gebraucht werden. Zusätzlich ist auch die Störungsklassen Z zu erkennen, welche die jährlichen Stunden angibt, an denen die Einstrahlung geringer als die für den Normalbetrieb nötigen ist.



**Abbildung 5.15:** Einordnung der Stunden des Jahres 2013 in den Störungsklassen

Für die ÜH Lastklassen ist die Anzahl der Stunden der Störungsklassen E bis K mit deren stündlicher Ermüdungsschädigung zu multiplizieren. Bei der VEP Lastklasse wird die Summe aller Stunden der Störungsklassen A bis K erzeugt und die Multiplikation dieses Wertes mit der Ermüdungsschädigung durchgeführt. Die Ermüdungsschädigung der Lastklasse An- und Abfahren wird mit den Betriebstagen multipliziert. In Tabelle 5.14 ist die sich aus den Einstrahlungsdaten ergebende Häufigkeit jeder Lastklasse zusammengefasst.

**Tabelle 5.14:** Einordnung der Lastklassen

Lastklasse		Häufigkeit
An- und Abfahren		342 Tage/Jahr
VEP		2871 h/Jahr
ÜH	Klasse E	180 h/Jahr
	Klasse F	79 h/Jahr
	Klasse G	164 h/Jahr
	Klasse H	152 h/Jahr
	Klasse J	426 h/Jahr
	Klasse K	228 h/Jahr

### 5.4.3 Diskussion der Ergebnisse

Für das präsentierte Referenzkraftwerk ist bei der Berechnung der Lebensdauer aufgrund der zu niedrigen Belastung keine Lebensdauerreduktion festzustellen. Zum einen sind die Belastungen im Überhitzer und in der Verdampfungszone zu niedrig. Andererseits ist die Annahme für die An- und Abfahren Lastklasse mit 90 MPa sehr gering und sähe bei Detailbetrachtungen eventuell deutlich höher aus. In [7] wurde eine Lastklasse für das An- und Abfahren aufgestellt, die eine Schwingungsbreite von 200 MPa ergeben hat. Dennoch dient das Referenzkraftwerk als Beispiel für die Anwendung der Methodik.

Bei der Verdampfungszone-Lastklasse wird angenommen, dass die dort simulierten Zyklen kontinuierlich vorkommen. Allerdings würde eine Betrachtung der Störungsklassen genauer sein. Außerdem wird die Einordnung der Störungsklassen von [14] übernommen, wo sie hinsichtlich der Regelung erstellt wurden und nicht hinsichtlich der thermo-mechanischen Belastungen.

Nichtsdestotrotz hat sich die Umsetzbarkeit des Durchlaufkonzeptes hinsichtlich der Lebensdauer der Receiverrohre bewiesen, da sich die Belastungen als unkritisch gezeigt haben.

## 6 Zusammenfassung und Ausblick

In folgendem Kapitel wird eine Zusammenfassung der Arbeit dargestellt und auf ein mögliches weiteres Vorgehen hingewiesen.

### 6.1 Zusammenfassung

Mit dieser Arbeit sollte der Einfluss der thermo-mechanischen Belastungen eines mit Durchlauf betriebenen Parabolrinnenkraftwerks auf die Lebensdauer der Receiverrohre analysiert werden. Es wurde die Hypothese gestellt, dass aufgrund des nicht festen Verdampfungsendpunktes die Variation des solaren Leistungseintrags zu Temperaturschwankungen innerhalb der Receiverrohre führt. Diese Schwankungen erzeugen zyklisierende thermische Spannungen, die wiederum die Lebensdauer der Rohre reduzieren.

Zu diesem Zweck werden zu Beginn zwei kritische Orte identifiziert: der Überhitzer und die Verdampfungsendzone. Für beide Zonen werden darauffolgend die kritischen Zustände und deren Belastungen näher untersucht, damit anschließend anhand der Berücksichtigung ihrer Häufigkeit eine Lebensdauerabschätzung möglich ist.

Die Lastklasse, welche der Überhitzer darstellt, wird anhand den nach [14] definierten Störungsklassen unterteilt und für jede dieser Klassen werden die resultierenden Spannungen berechnet. Die Berechnungen erfolgen anhand eines stationären *ANSYS* Modells, dessen Randbedingungen durch ein transientes „moving boundary model“ [31] bestimmt werden. Dabei wird festgestellt, dass der Innendruck keinen Einfluss auf die Spannungsschwingbreite erzeugt. Der Massenstrom und die Jahreszeit spielen dagegen eine wichtigere Rolle. Im Sommer ist die effektive Einstrahlung höher als im Winter und die Belastungen des Rohres sind dementsprechend größer. Bei der Suche nach dem kritischsten Ort wurde beobachtet, dass sich die maximale Spannungsschwingbreite dort ergibt, wo die Temperaturen am höchsten sind, und nicht dort, wo die Spannungen größer sind. Wenn von unten bestrahlt wird, d.h. beim solaren Mittag, befinden sich die maximalen Spannungsschwingbreiten an der Außenwand bei jeweils 150° und 210° von der oberen Seite aus gesehen. Schließlich werden die Spannungsverläufe jeder Störungsklasse präsentiert und es zeigt sich, dass für die gesamte Lastklasse Überhitzung Dauerfestigkeit festzustellen ist.

Bei der Verdampfungsendzone wird zu Beginn eine Spannungsanalyse mit dem stationären *ANSYS* Modell durchgeführt, anhand welcher jedoch die Notwendigkeit eines transienten Modells erkannt und dementsprechend das *ANSYS* Modell für transiente Berechnungen modifiziert wurde. Für die Simulationen werden Übergänge zwischen den Strömungsformen Ringströmung, Schichtenströmung und Überhitzung betrachtet, wobei sich aufgrund der Temperaturänderung die Übergänge mit Überhitzung, als die kritischste herausstellen. Es wurde der Einfluss der Geschwindigkeit untersucht und ein deutlicher Anstieg der Spannungsschwingbreite mit dieser festgestellt. Allerdings ergeben sich signifikante Spannungsänderungen nur bei einer hohen Überhitzungstemperatur. Wenn die Überhitzungstemperatur gesenkt wird, was bei kurzen Übergangszeiten realistischer ist, ergeben sich niedrigere Spannungsschwingbreiten als bei einer Schwankung zwischen

Ring- und Schichtenströmung, in der eine konstante Temperatur herrscht. Zusätzlich wird die Bestrahlungsrichtung variiert und ein Einfluss auf die Temperaturgradienten an den Rohrwänden festgestellt, der aber zu keinem Unterschied bei den Spannungsschwingbreiten führt. Mit einer Reduktion der Einstrahlungsintensität ergeben sich bei den Übergängen zwischen Ring- und Schichtenströmung geringere Spannungsschwingbreiten. Dennoch ist kein signifikanter Einfluss bei den Simulationen mit Überhitzung nachzuweisen. Aus diesem Grund spielt es kaum eine Rolle, ob sich mit der Variation des Wärmeübergangskoeffizienten auch die DNI ändert oder nicht. Die erhaltenen Spannungsschwingbreiten bei der Verdampfungsendpunkt-Lastklasse sind höher, als die bei der Überhitzungs-Lastklasse, liegen jedoch immer noch unter der Dauerfestigkeitsgrenze.

Nachdem die unterschiedlichen Lastklassen untersucht werden, folgt die Aufstellung einer Methodik um die Lebensdauer der Receiverrohre abzuschätzen. Diese Methodik ist auch auf andere Parabolrinnen- bzw. CSP-Kraftwerke übertragbar. Für die Ermittlung der Lebensdauer sind die zeitlichen Spannungsverläufe der Lastklassen und der jährliche solare Leistungseintrag des Standortes des Kraftwerkes nötig. Dabei gilt es neben den Verdampfungsendpunkt- und Überhitzer-Lastklassen die An- und Abfahren Lastklasse zu beachten, welche kraftwerksspezifisch zu bestimmen ist. Anhand der Spannungsverläufe ist die Ermüdungsschädigung nach DIN EN 12952-3 [26] und DIN EN 12952-4 [27] für jede Lastklasse zu ermitteln. Diese werden dann in Abhängigkeit ihrer Häufigkeit im Laufe eines Jahres akkumuliert. Letztendlich wird anhand der Gesamtermüdungsschädigung die Lebensdauer der Receiverrohre berechnet. Für die Bestimmung der Häufigkeit jeder Lastklasse ist die jährliche Einstrahlung zu berücksichtigen. Die Betriebsstunden werden je nach ihrem DNI-Verlauf in den Störungsklassen A bis K von [27] eingeteilt. Für die Lastklasse Überhitzung wird somit für jede Störungsklasse die Anzahl an Stunden pro Jahr festgestellt. Bei Lastklasse VEP ist die Summe der Betriebsstunden zu berücksichtigen und bei der An- und Abfahren Lastklasse die Betriebstage. Schließlich folgt die Anwendung der Methodik anhand eines Referenzkraftwerks. Eine Lebensdauerbeschränkung der Receiverrohre kann am Beispielkraftwerk jedoch nicht bestimmt werden, weil die erhaltenen Spannungsschwingbreiten aus den Lastklassen zu gering sind und somit Dauerfestigkeit vorherrscht. Dennoch dient das Referenzkraftwerk als Beispiel für die Anwendung der Methodik.

Mit den Untersuchungen dieser Arbeit hat sich die Umsetzbarkeit der Direktverdampfung im Durchlaufkonzept bewiesen, was wiederum eine Kostensenkung der Technologie ermöglicht. Die zu Beginn aufgestellte Hypothese, dass sich die Lebensdauer der Rohre aufgrund der Variationen der solaren Einstrahlung reduziert, wird somit widerlegt.

## 6.2 Ausblick

Die in dieser Arbeit präsentierte Methodik gilt als Basis für die Lebensdauerberechnung der Receiverrohre. Dennoch lässt sie sich hinsichtlich der Genauigkeit in unterschiedlichen Aspekten verbessern.

In der Spannungsanalyse des Verdampfungsendpunktes wird die Berücksichtigung von Schichtenströmung vereinfachter Weise mit einem Benetzungswinkel von  $90^\circ$  angenommen. Es bleibt noch zu untersuchen, welche Benetzungswinkel in dem tatsächlichen Verdampfungsprozess vorkommen und welche davon kritischer sind. Außerdem wird eine

Möglichkeit der Nachbildung der Verdampfungszone präsentiert, bei welcher ein Zusammenhang mit den Störungsklassen A bis K nicht betrachtet wird. An dieser Stelle empfiehlt sich eine weitere Untersuchung um analog zu der Überhitzer Lastklasse die Belastung der unterschiedlichen Störungsvarianten genauer berücksichtigen zu können. Es wäre dabei sinnvoll deren Spannungsverlauf zu simulieren, zumindest für eine charakteristische Stunde jeder Klasse.

Ein weiterer Aspekt wäre, die Störungsklassen auf eine Stunde zu definieren, da letztendlich bei der Einteilung in Störungsklassen Zeitintervalle von einer Stunde betrachtet werden. Allerdings wurden diese Störungsklassen für die Regelung des Kraftwerks erstellt [14]. Es bleibt zusätzlich zu untersuchen, ob sich für die Spannungsanalyse eine geänderte Einordnung besser eignen würde.

Die herausgearbeitete Methodik kann auch auf andere CSP-Kraftwerke angewendet werden. Dabei können analog kritische Stellen und Situationen analysiert werden, z.B. ein Receiverrohr eines Solarturmkraftwerks. Die Störungsklassen können dann analog definiert werden und eine entsprechende Hochrechnung erfolgen.

Beruhend auf der Tatsache, dass sich die Belastungen als unkritisch hinsichtlich einer Reduktion der Lebensdauer erwiesen haben, lässt sich die Notwendigkeit der Untersuchungen der Speichermöglichkeiten der Direktverdampfung hervorheben. Für die kommerzielle Umsetzung der Direktverdampfung ist ein geeigneter Speicher zu entwickeln, damit es mit den klassischen Solarkraftwerken mit Thermoöl konkurrieren kann.

## Literaturverzeichnis

- [1] C. Wieland, „Solarthermische Kraftwerke,“ Vorlesungsskript, 2014.
- [2] U. Herrmann, „Untersuchungen zur Rohrwandbenetzung bei der Dampferzeugung in horizontalen und geneigten Parabolrinnen-Solarkollektoren,“ FLAGSOL GmbH, Köln, 2004.
- [3] J. F. Feldhoff, M. Eickhoff, L. Keller, J. León Alonso, M. Meyer-Grünefeldt, L. Valenzuela, J. Pernpeintner und T. Hirsch, „Status and first results of the DUKE project - Component qualification of new receivers and collectors,“ *Energy Procedia*, Nr. 49, p. 1766 – 1776, 2014.
- [4] M. Eck und E. Zarza, „Assessment of Operation Modes for Direct Solar Steam Generation in Parabolic Troughs,“ in *11th SolarPACES Symposium*, Zürich, Schweiz, 2002.
- [5] M. Eck und T. Hirsch, „Dynamics and control of parabolic trough collector loops with direct steam generation,“ *Solar Energy*, Bd. 81, Nr. 2, pp. 268-279, 2007.
- [6] W. D. Steinmann und M. Eck, „Direct Solar Steam Generation in Parabolic Troughs: Thermal Stress due to Variations in Irradiation,“ in *10th SolarPACES Symposium*, Sydney, Australia, 2000.
- [7] MPA Universität Stuttgart, „Transiente Analyse Solarreceiver,“ Studie für DLR Stuttgart, 2013.
- [8] J. F. Feldhoff, „Direct Steam Generation, Technology Overview,“ Vortragsfolien aus SFERA Summer School in Almería, Spanien, 2012.
- [9] J. F. Feldhoff, M. Eickhoff, R. Karthikeyan, J. Krüger, J. León Alonso, M. Meyer-Grünefeldt, M. Müller und L. Valenzuela, „Concept comparison and test facility design for the analysis of direct steam generation in once-through mode,“ in *18th SolarPACES Conference*, Marrakech, Morocco, 2012.
- [10] J. Birnbaum, M. Eck, M. Fichtner, T. Hirsch, D. Lehmann und G. Zimmermann, „A Direct Steam Generation Solar Power Plant With Integrated Thermal Storage,“

- Journal of Solar Energy Engineering*, Bd. 132, Nr. 3, pp. 031014-1-031014-5, 2010.
- [11] H. Schenk und M. Eck, „Yield analysis for parabolic trough solar thermal power plants - A basic approach,“ 2011.
- [12] E. Zarza, L. Valenzuela, J. León Alonso, K. Hennecke, M. Eck, H. D. Weyers und M. Eickhoff, „Direct steam generation in parabolic troughs: Final results and conclusions of the DISS project,“ *Energy*, Nr. 29, pp. 635-644, 2004.
- [13] M. Eck, E. Zarza, M. Eickhoff, J. Rheinländer und L. Valenzuela, „Applied research concerning the direct steam generation in parabolic troughs,“ *Solar Energy*, Bd. 74, pp. 341-351, 2003.
- [14] J. F. Feldhoff, „Solar Once-Through Boilers - Analysis and evaluation of the once-through concept in parabolic trough power plants with direct steam generation,“ 2015.
- [15] E. Faust, „DUKE Bericht: Analyse des Verdampfungsendpunkts,“ DLR Interner Bericht, 2014.
- [16] VDI-Wärmeatlas, 10. Auflage Hrsg., Düsseldorf: VDI-Verlag, 2006.
- [17] Y. Taitel und A. E. Dukler, „A Model for Predicting Flow Regime Transitions in Horizontal and Near Horizontal Gas-Liquid Flow,“ *AIChE Journal*, Bd. 22, Nr. 1, pp. 47-55, 1976.
- [18] T. Hirsch, J. F. Feldhoff, K. Hennecke und R. Pitz-Paal, „Advancements in the Field of Direct Steam Generation in Linear Solar Concentrators—A Review,“ *Heat Transfer Engineering*, Bd. 35, Nr. 3, pp. 258-271, 2014.
- [19] M. Eck, W.-D. Steinmann und J. Rheinländer, „Maximum temperature difference in horizontal and tilted absorber pipes with direct steam generation,“ *Energy*, Bd. 29, Nr. 5-6, pp. 633-659, 2004.
- [20] V. Gnielinsky, „New Equations for Heat and Mass Transfer in Turbulent Pipe and Channel Flow,“ *International Journal for Chemical Engineering*, Nr. 16, pp. 359-368, 1976.
- [21] K. E. Gungor und R. H. S. Winterton, „A General Correlation for Flow Boiling in Tubes and Annuli,“ *International Journal for Heat and Mass Transfer*, Nr. 29, pp. 351-358, 1986.



- 
- [22] F. W. Dittus und L. M. K. Boelter, „Heat Transfer in Automobile Radiators of the Tubular Type,“ *Engineering*, Bd. 2, p. 443, 1930.
- [23] M. G. Cooper, „Saturation nucleate pool boiling. A simple correlation,“ in *1st U.K. National Conference on Heat Transfer*, 1984.
- [24] J. Bongardt, „Theoretische Betrachtungen der Komponentenermüdung eines solarthermischen Kraftwerks mit Hilfe transienter Wärmetransportmodelle,“ Koblenz, 2014.
- [25] AD, „AD 2000-Merkblatt S2,“ in *AD 2000-Regelwerk*, Taschenbuchausgabe Hrsg., V. d. T. Ü. e. V., Hrsg., Carl Heymanns Verlag, 2003.
- [26] DIN EN 12952-3, „Wasserrohrkessel und Anlagenkomponenten – Teil 3: Konstruktion und Berechnung für drucktragende Kesselteile,“ 2011.
- [27] DIN EN 12952-4, „Wasserrohrkessel und Anlagenkomponenten – Teil 4: Betriebsbegleitende Berechnung der Lebensdauererwartung,“ 2011.
- [28] ASME, ASME Boiler & Pressure Vessel Code, 2011.
- [29] FKM, Rechnerischer Festigkeitsnachweis für Maschinenbauteile aus Stahl, Eisenguss- und Aluminiumwerkstoffen, 4. erweiterte Ausgabe Hrsg., VDMA-Verlag, 2002.
- [30] H. O. Kang, „Structural Integrity Confirmation of a Once-through Steam Generator from the Viewpoint of Flow Instability,“ *Nuclear Science and Technology*, Bd. 44, Nr. 1, pp. 64-72, 2006.
- [31] J. F. Feldhoff, T. Hirsch, R. Pitz-Paal und L. Valenzuela, „Transient models and characteristics of once-through line focus Systems,“ in *SolarPACES 2014 Conference*, Beijing, China, 2014.
- [32] A. Ray, „Dynamic modelling of once-through subcritical steam generator for solar applications,“ *Applied Mathematical Modelling*, pp. 417-423, 1980.
- [33] K. Riffelmann, T. Richert, P. Nava und A. Schweitzer, „Ultimate Trough® - A significant step towards cost-competitive CSP,“ in *SolarPACES 2013*, Vegas, USA, 2013.
- [34] J. F. Feldhoff, „Vergleichende Analyse und Bewertung von Solarthermischen

- Kraftwerken mit solarer Direktverdampfung,“ 2007.
- [35] R. Uhlig, „Dokumentation des ANSYS APDL Makros "AT\_3D" zur thermischen und mechanischen Simulation von Absorberrohren für Rinnenkraftwerke,“ 2010.
- [36] W. Wagner, Festigkeitsberechnungen im Apparate- und Rohrleitungsbau, 7. überarbeitete und erweiterte Auflage Hrsg., Vogel, 2007.
- [37] E. Haibach, Betriebsfestigkeit Verfahren und Daten zur Bauteilberechnung, 3. korrigierte und ergänzte Auflage Hrsg., Springer-Verlag, 2006.
- [38] M. A. Miner, „Cumulative damage in fatigue,“ *Journal of Applied Mechanics*, Nr. 12, pp. 159-164, 1945.
- [39] A. Palmgren, „Die Lebensdauer von Kugellagern,“ in *VDI-Z* 58, 1924, pp. 339-341.
- [40] R. Bürgel, Handbuch Hochtemperatur-Werkstofftechnik  
Grundlagen, Werkstoffbeanspruchungen, Hochtemperaturlegierungen und -  
beschichtungen, 4. überarbeitete Auflage Hrsg., Vieweg+Teubner Verlag, 2011.
- [41] C. M. Sonsino, „Betriebsfestigkeit - Eine Einführung,“ 2005.

## Anhang

### A) Eigenschaften der Kollektoren in der DISS-Anlage

**Tabelle A.1:** Eigenschaften der einzelnen Kollektoren

Kollektor- name	Kollektortyp	Aperturweite [m]	Kollektorlänge (Nominal) [m]	Nominale Aperturfläche [m <sup>2</sup> ]
0A	SL 4600+	4,6	100 (96)	441,6
0B	SL 4600+	4,6	100 (96)	441,6
1A	ET-100	5,76	100 (96)	553,0
1B	ET-100	5,76	100 (96)	553,0
1	LS-3	5,76	50 (48)	276,5
2	LS-3	5,76	50 (48)	276,5
3	LS-3	5,76	50 (48)	276,5
4	LS-3	5,76	50 (48)	276,5
5	LS-3	5,76	50 (48)	276,5
6	LS-3	5,76	50 (48)	276,5
7	LS-3	5,76	50 (48)	276,5
8	LS-3	5,76	50 (48)	276,5
9	LS-3	5,76	25 (24)	138,3
10	LS-3	5,76	25 (24)	138,3
11	LS-3	5,76	50 (48)	276,5
12	SL 4600+	4,6	100 (96)	441,6

## B) Materialeigenschaften für das FE-Modell

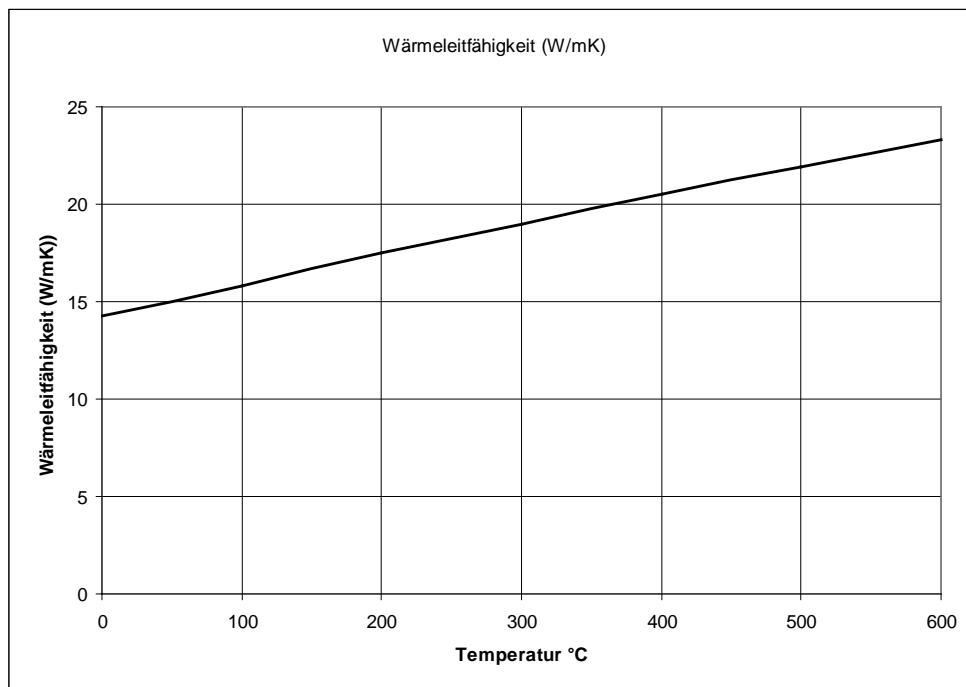


Abbildung B.1: Wärmeleitfähigkeit des Absorberrohrs

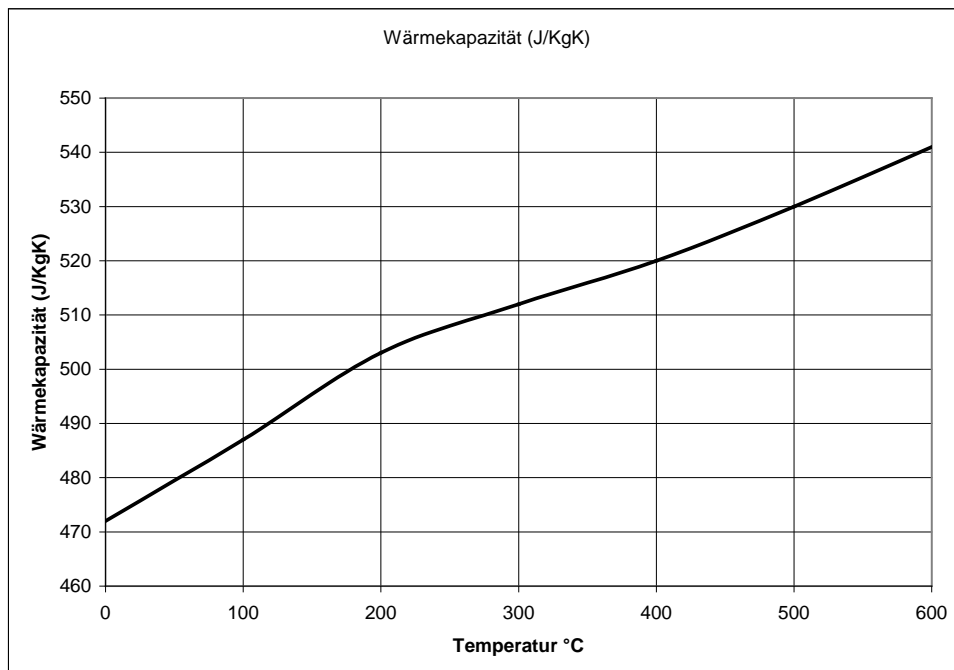
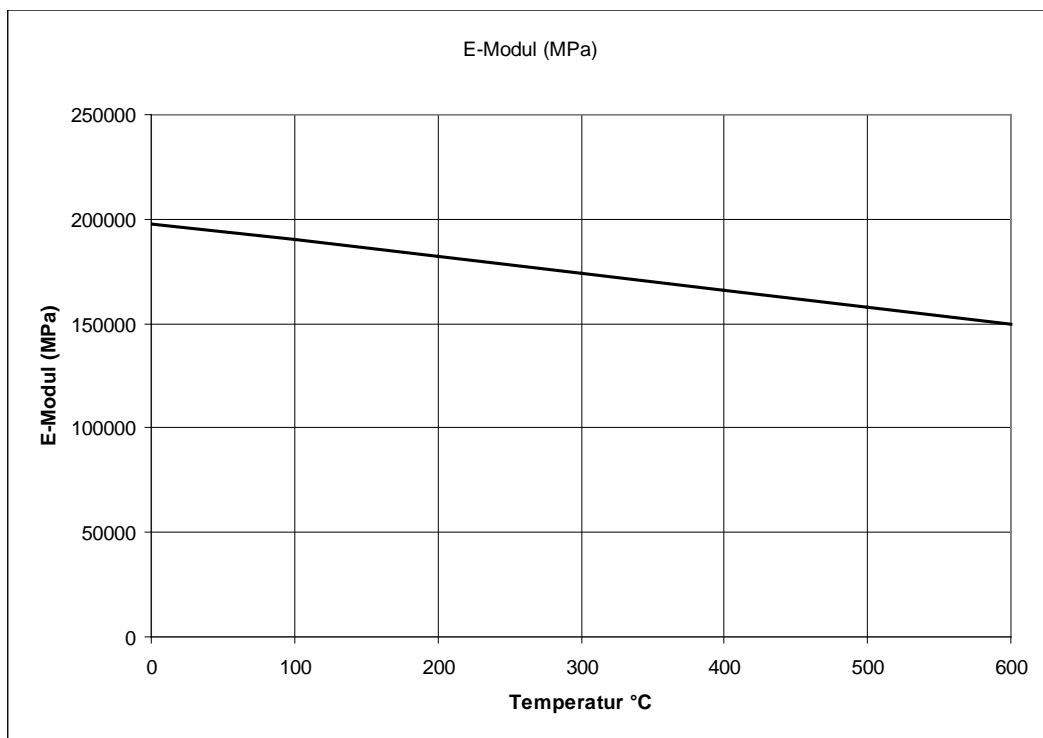
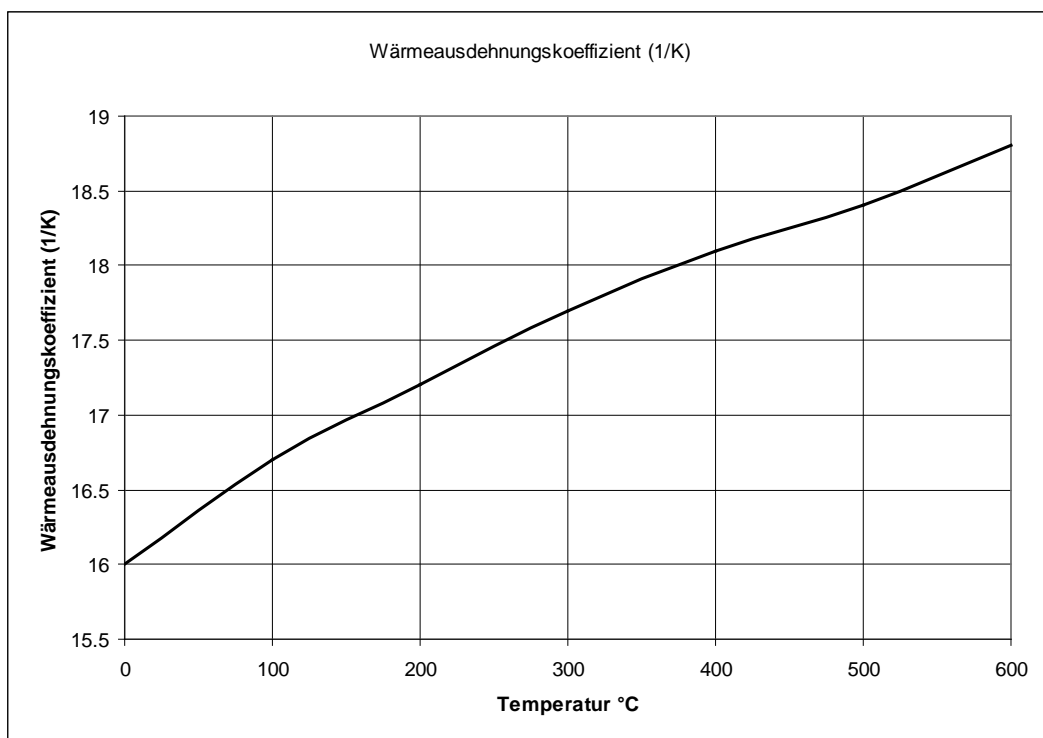
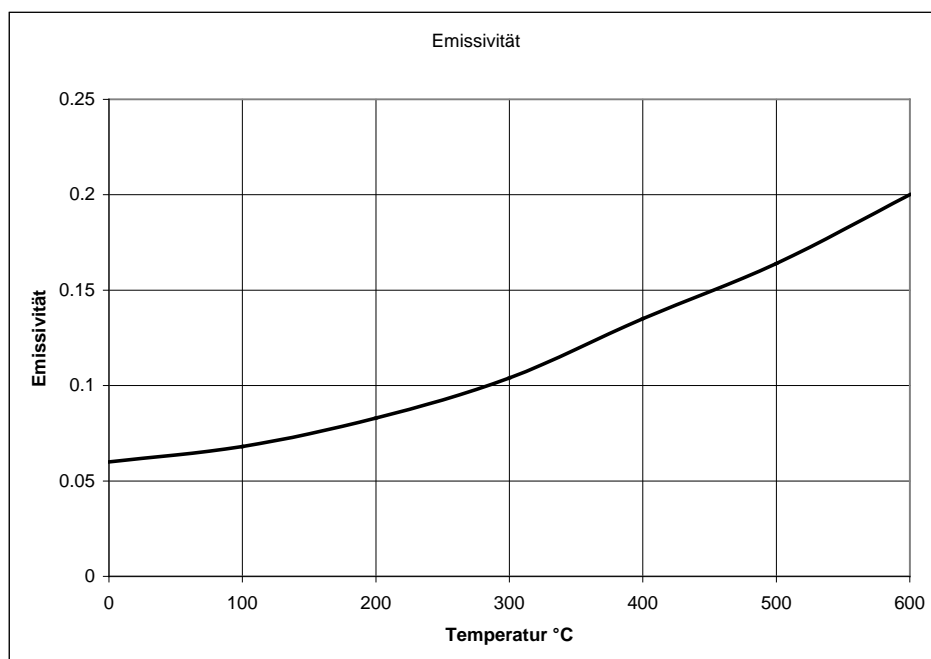
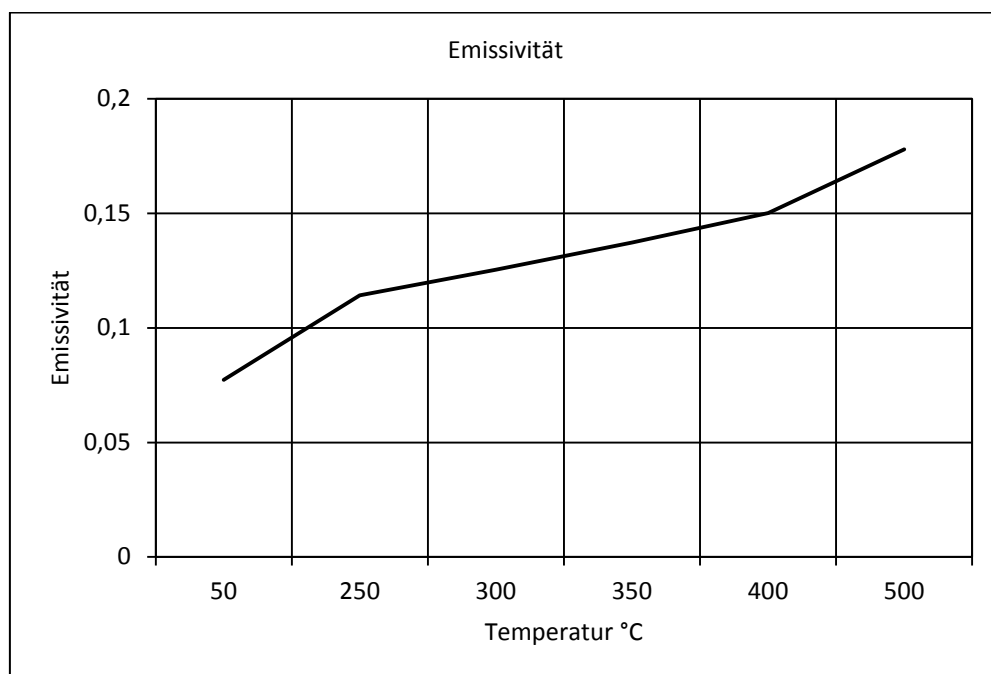


Abbildung B.2: Wärmekapazität des Absorberrohrs

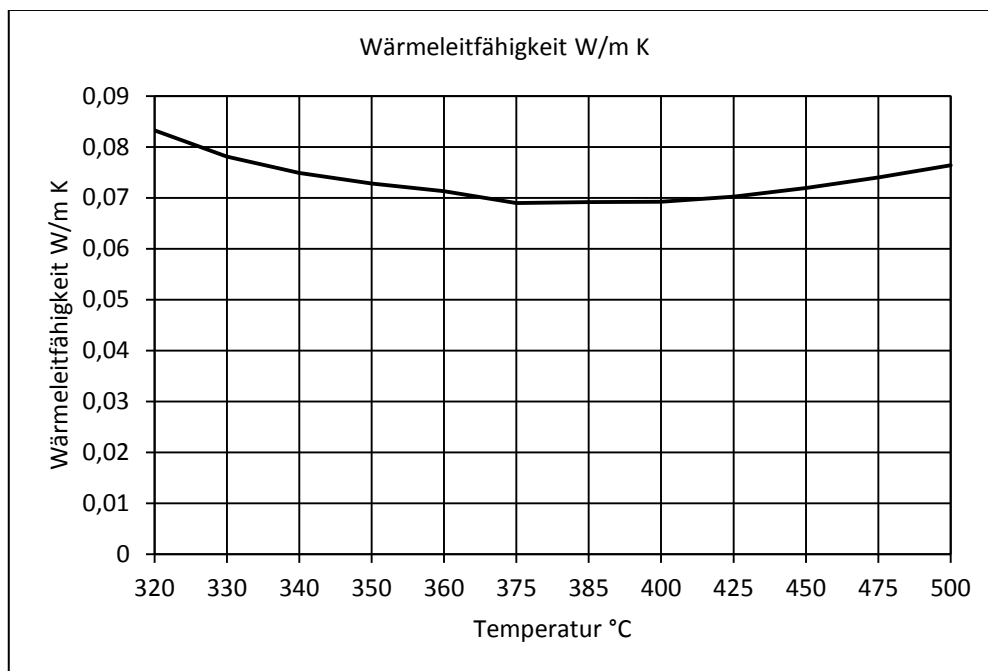
**Abbildung B.3:** E-Modul des Absorberrohrs**Abbildung B.4:** Wärmeausdehnungskoeffizient des Absorberrohrs



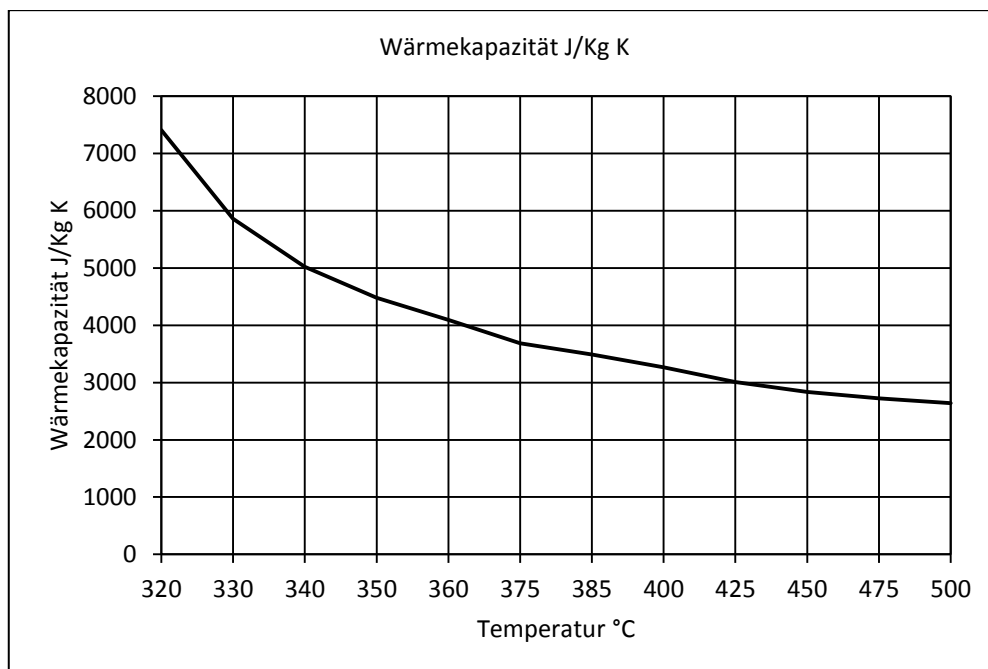
**Abbildung B.5:** Emissivität des Absorberrohrs



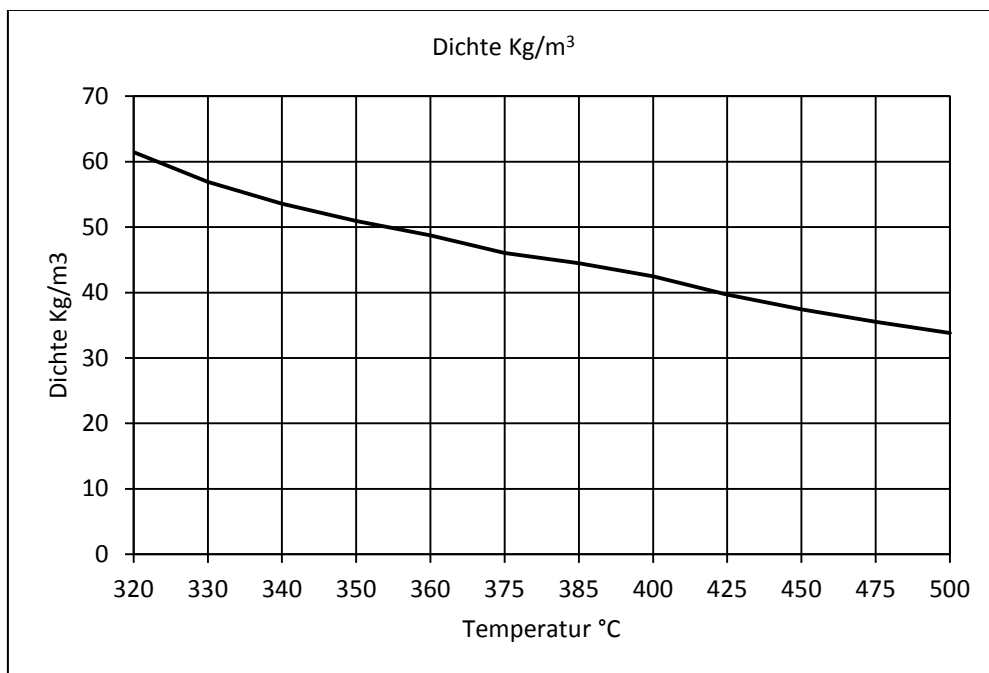
**Abbildung B.6:** Emissivität der selektiven Beschichtung



**Abbildung B.7:** Wärmeleitfähigkeit des Wärmeübertragungsfluides bei 110 bar



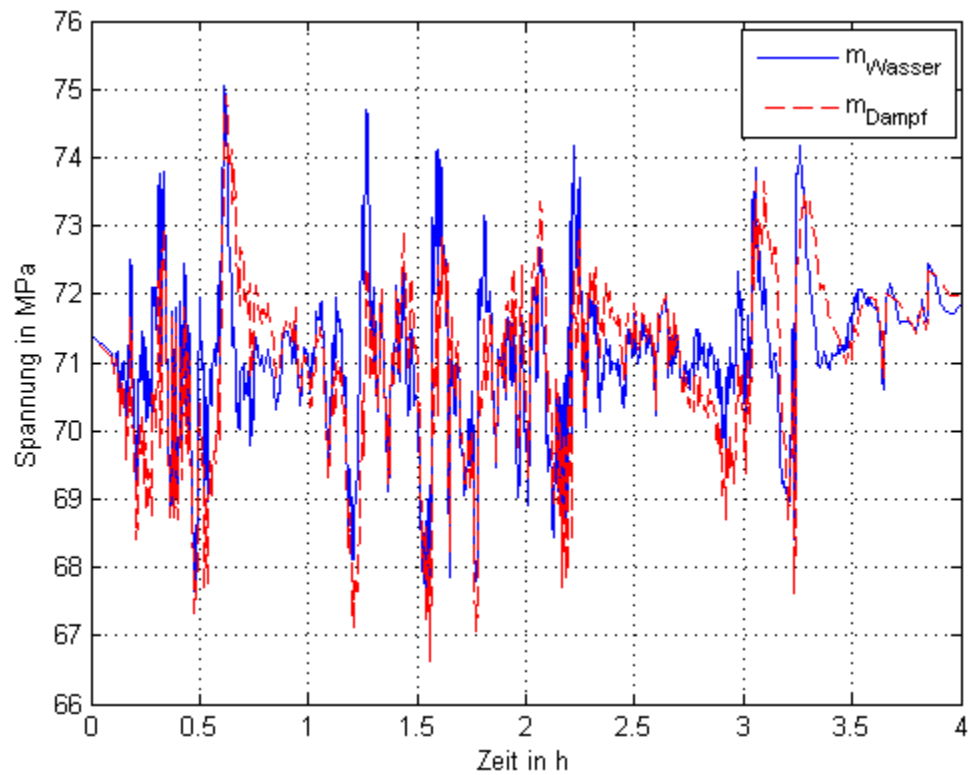
**Abbildung B.8:** Wärmekapazität des Wärmeübertragungsfluides bei 110 bar



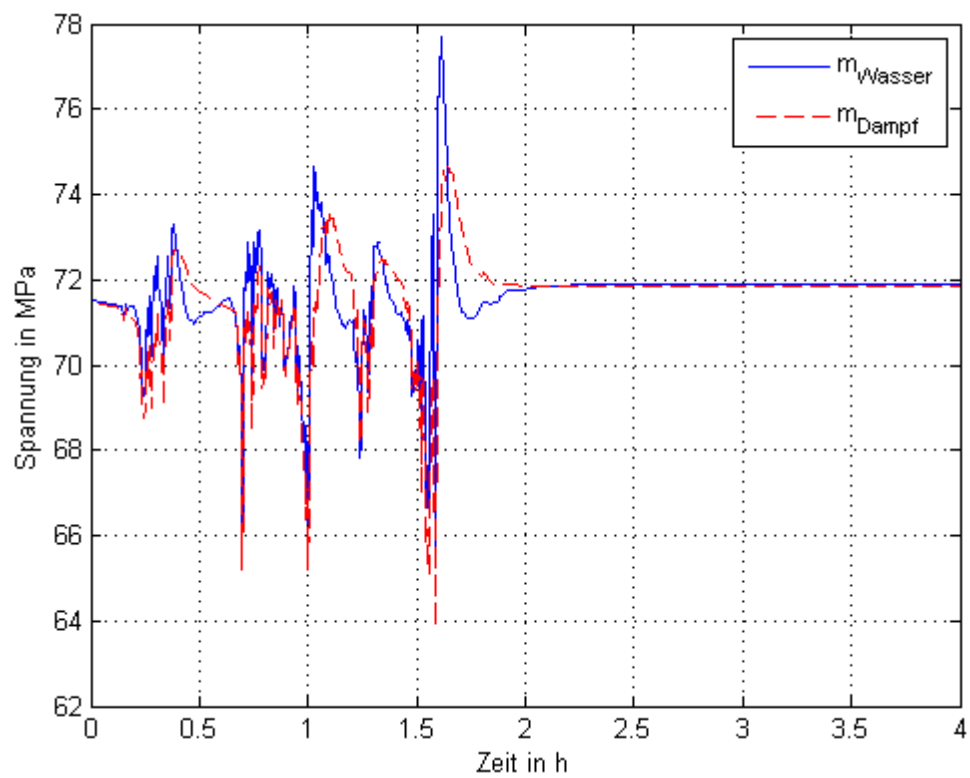
**Abbildung B.9:** Dichte des Wärmeübertragungsfluides bei 110 bar



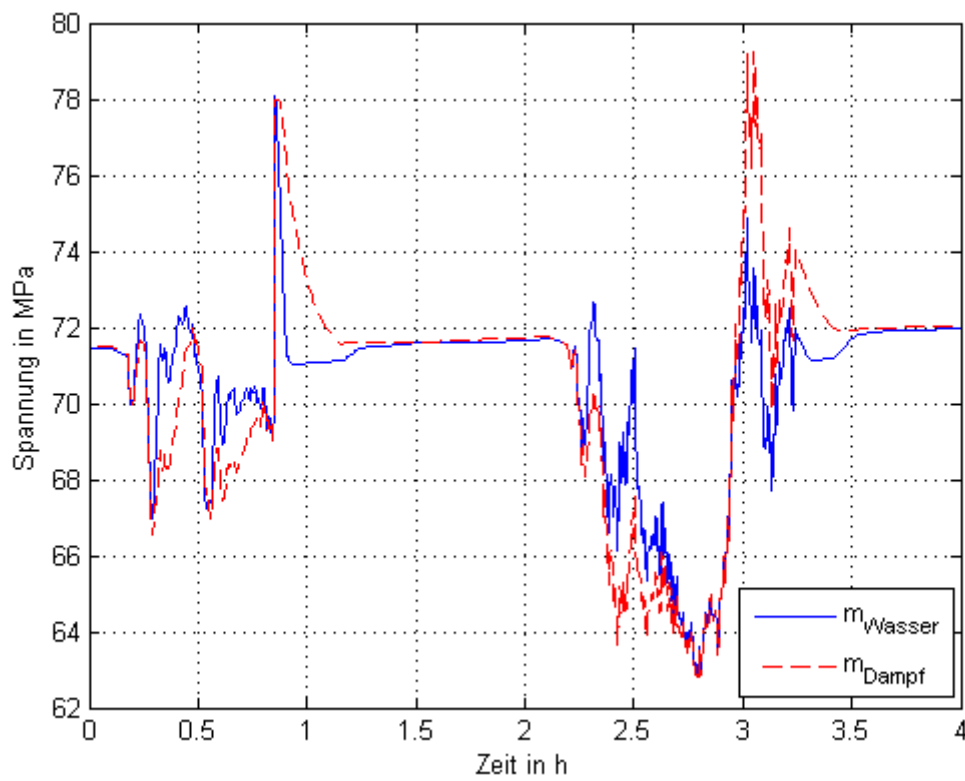
## C) Spannungsverläufe der Störungsklassen E bis K



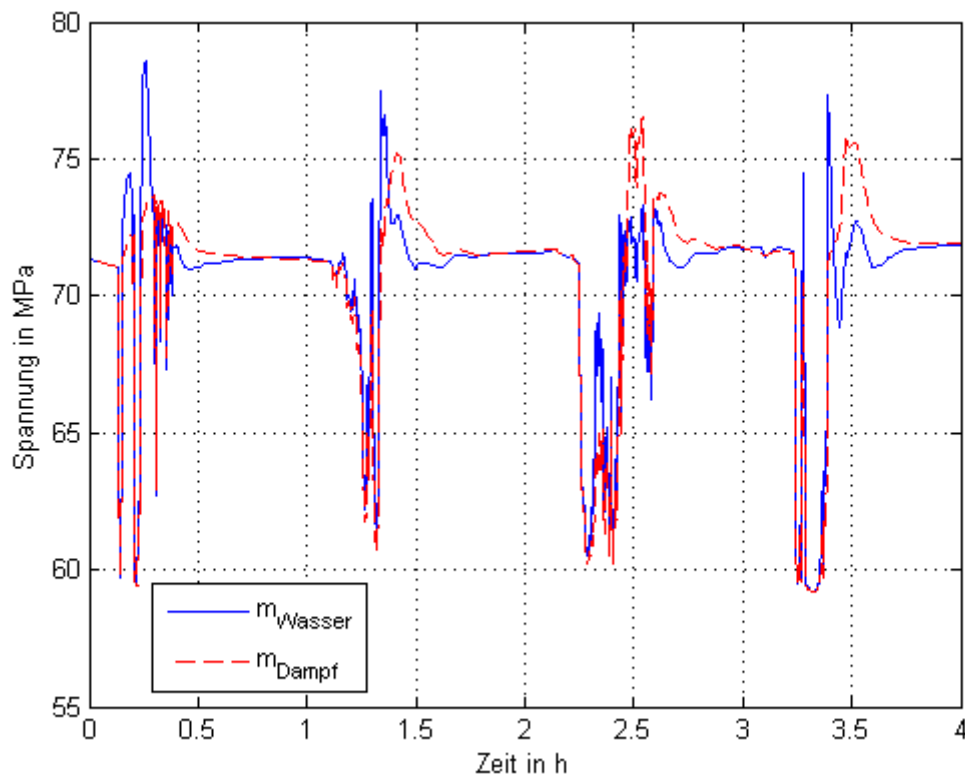
**Abbildung C.1:** Spannungsverlauf Störungsklasse E für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer



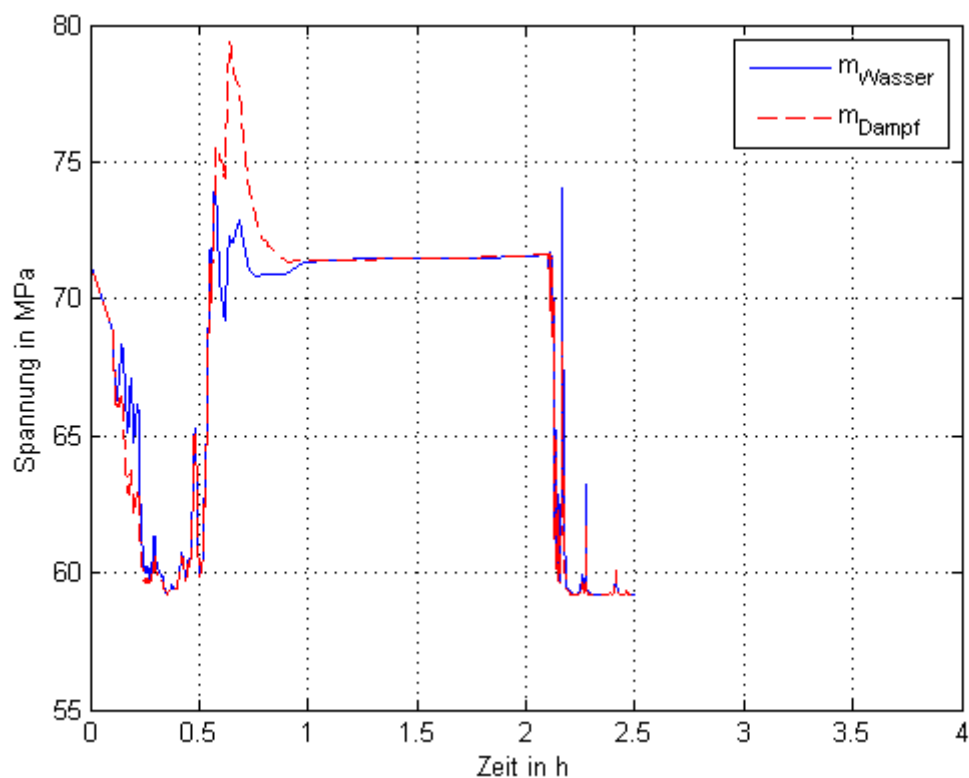
**Abbildung C.2:** Spannungsverlauf Störungsklasse F für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer



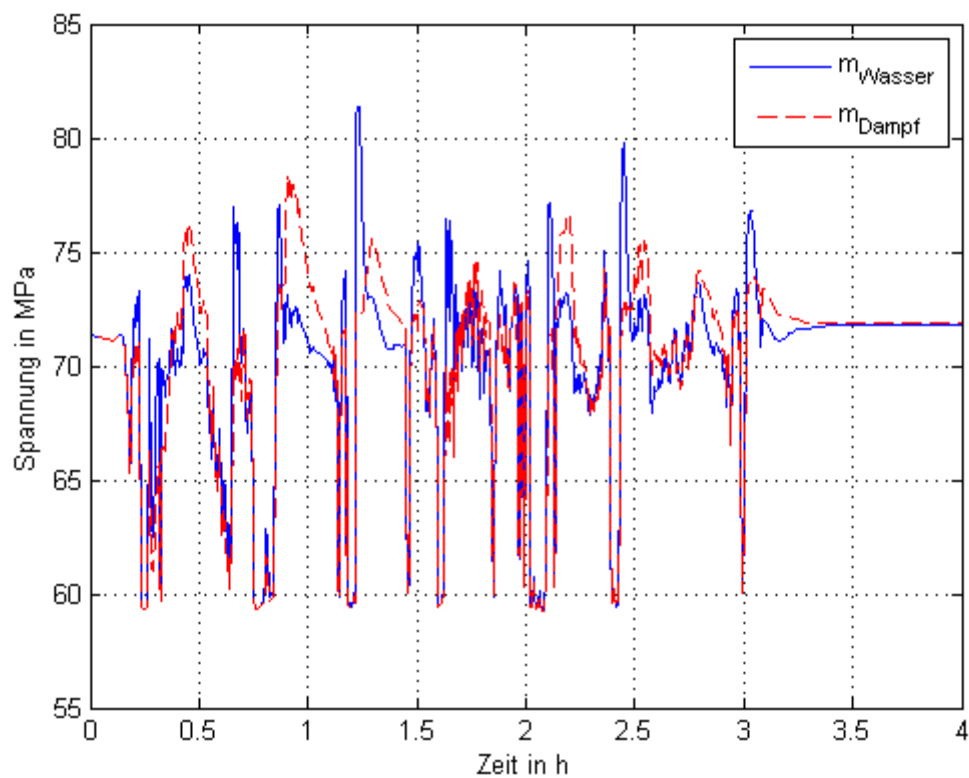
**Abbildung C.3:** Spannungsverlauf Störungsklasse G für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer



**Abbildung C.4:** Spannungsverlauf Störungsklasse H für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer

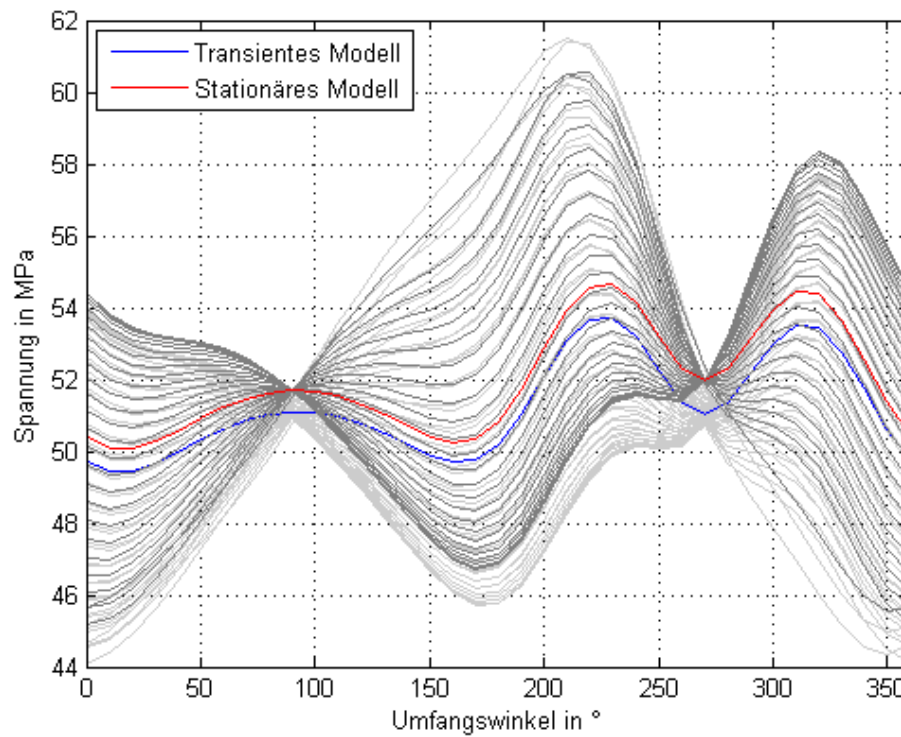
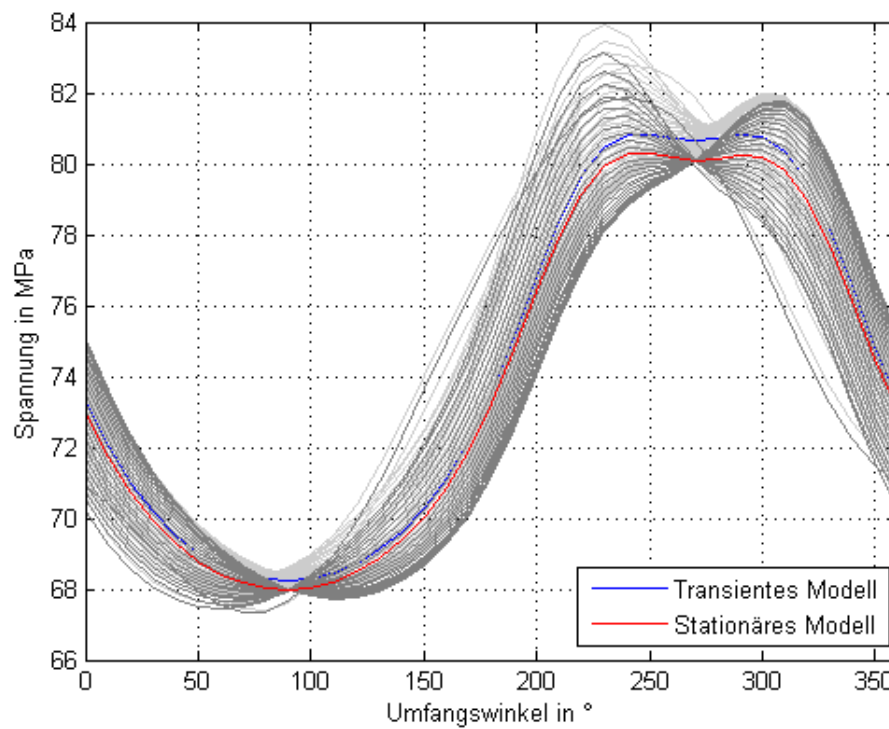


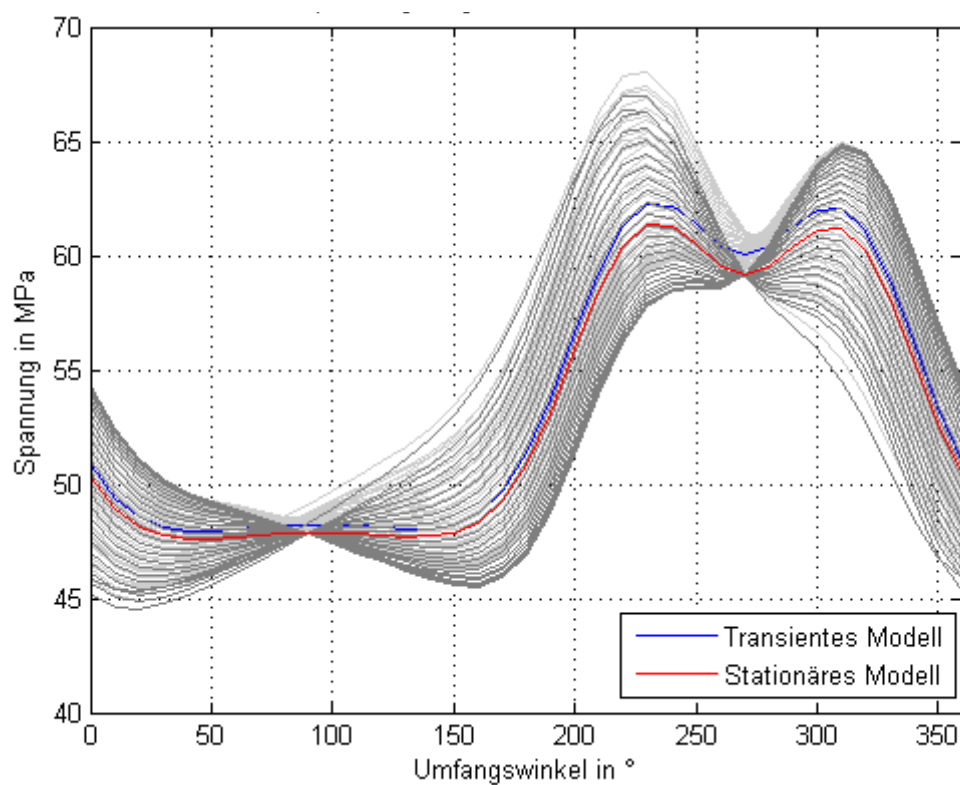
**Abbildung C.5:** Spannungsverlauf Störungsklasse J für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer



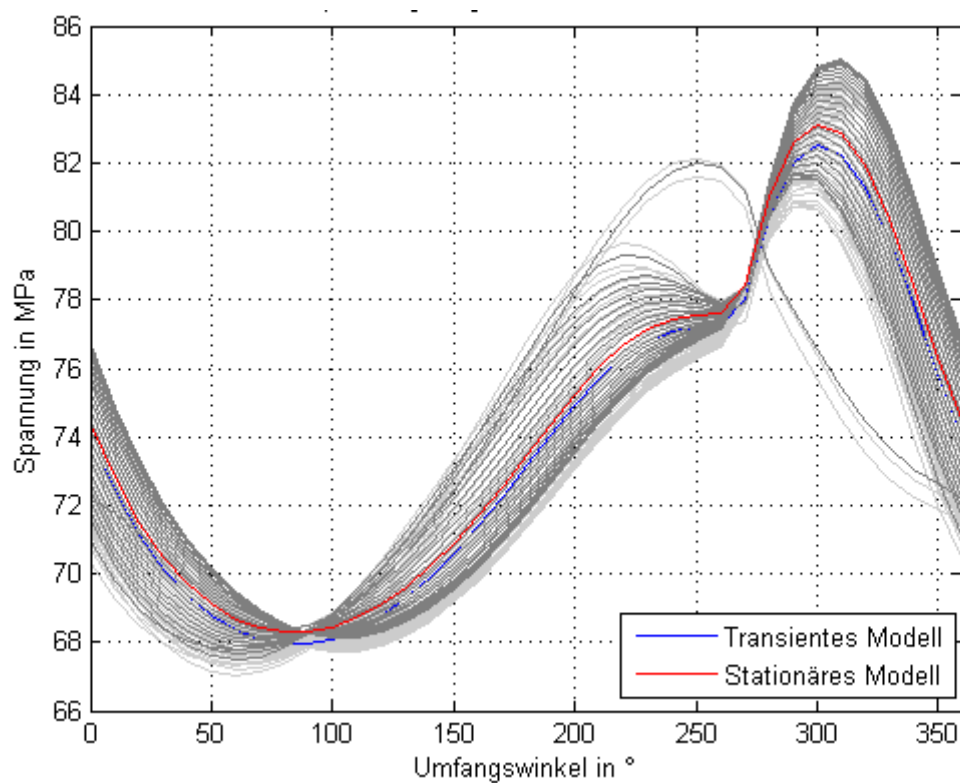
**Abbildung C.6:** Spannungsverlauf Störungsklasse K für Wasser- und Dampfmassenstrom bei Innendruck von 110 bar und Sommer

## D) Vergleich des stationären und transienten Modells

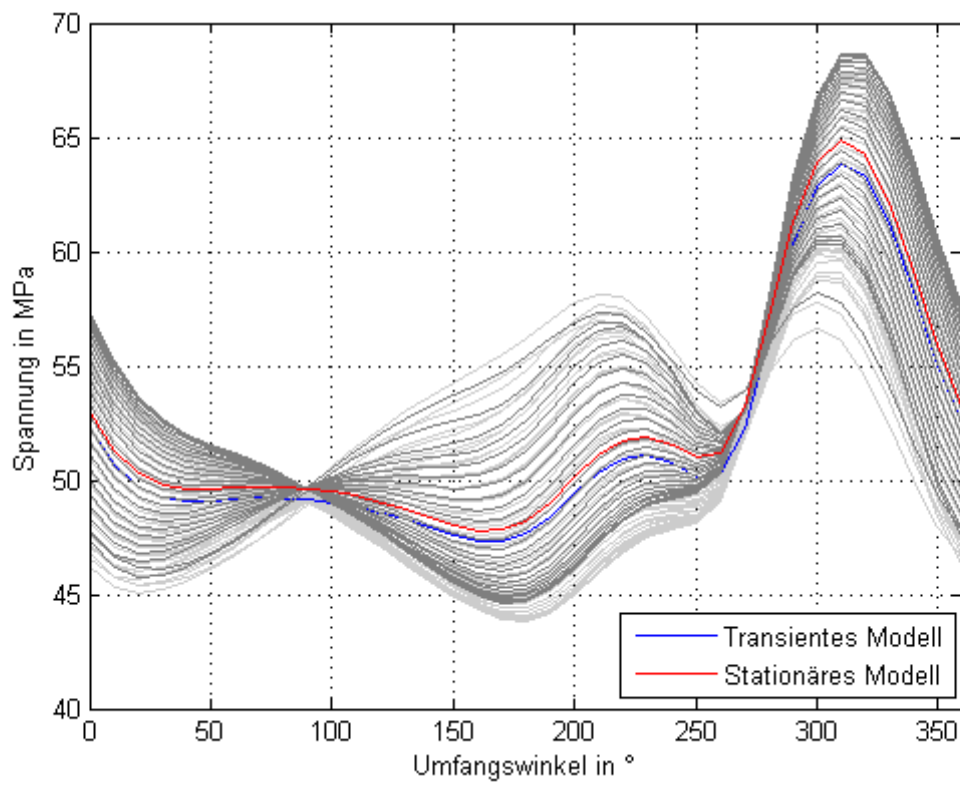
**Abbildung D.1:** Spannungsvergleich an der äußeren Rohrwand bei Ringströmung und  $800 \text{ W/m}^2$ **Abbildung D.2:** Spannungsvergleich an der inneren Rohrwand bei Überhitzung und  $800 \text{ W/m}^2$



**Abbildung D.3:** Spannungsvergleich an der äußeren Rohrwand bei Überhitzung und  $800 \text{ W/m}^2$

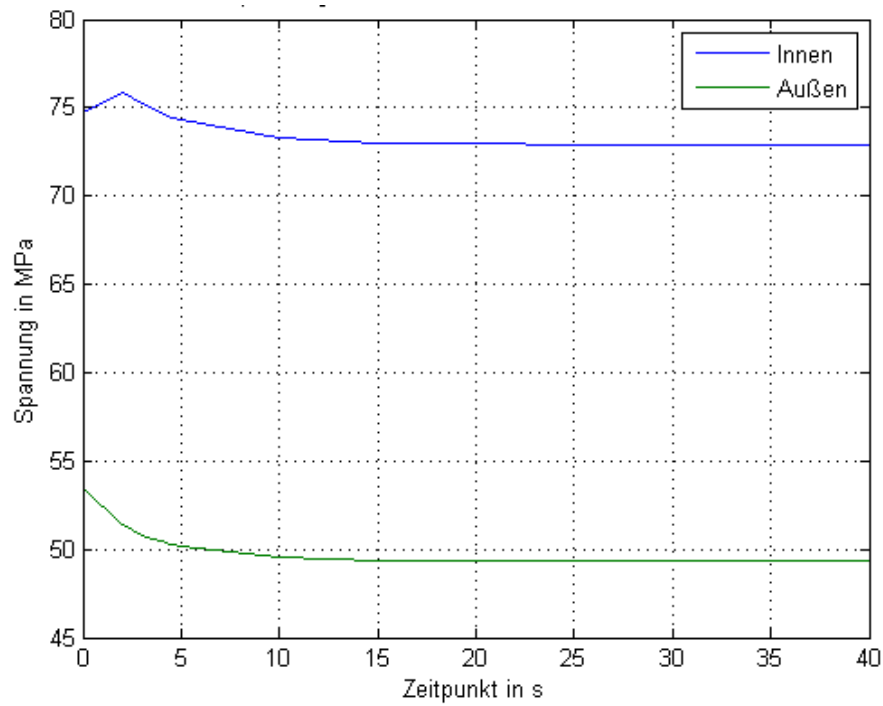
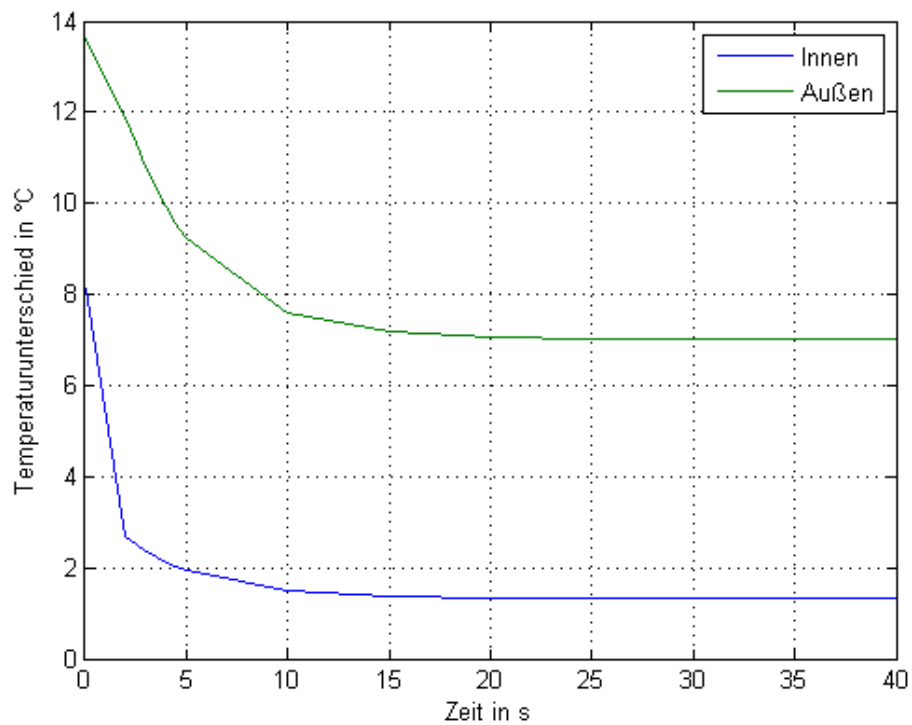


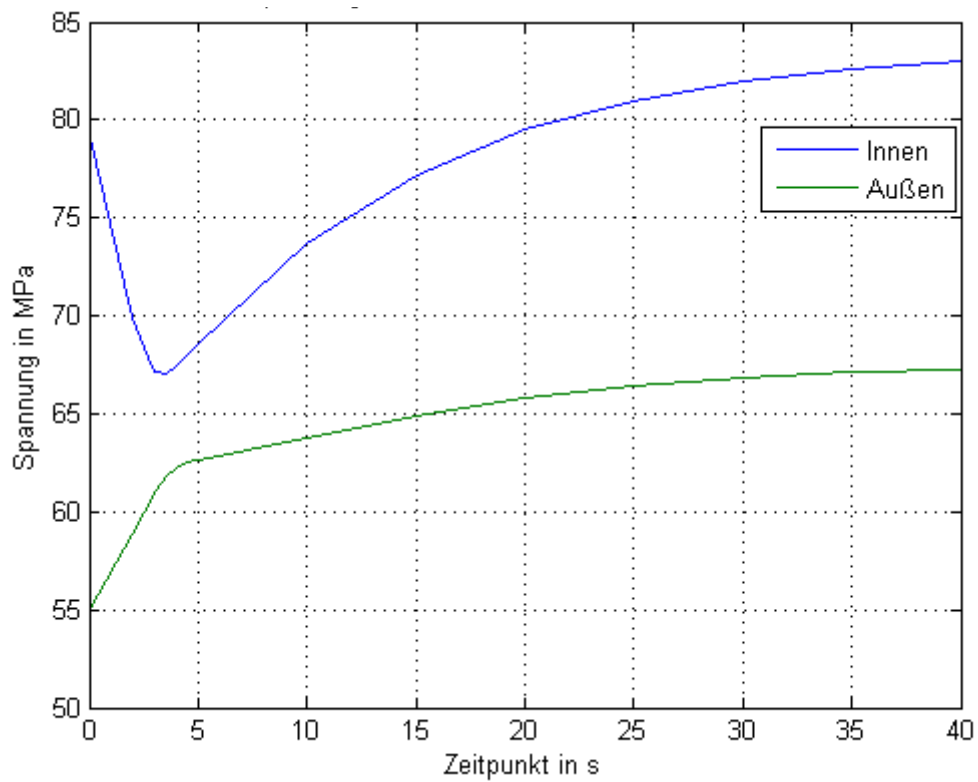
**Abbildung D.4:** Spannungsvergleich an der inneren Rohrwand bei Schichtenströmung und  $800 \text{ W/m}^2$



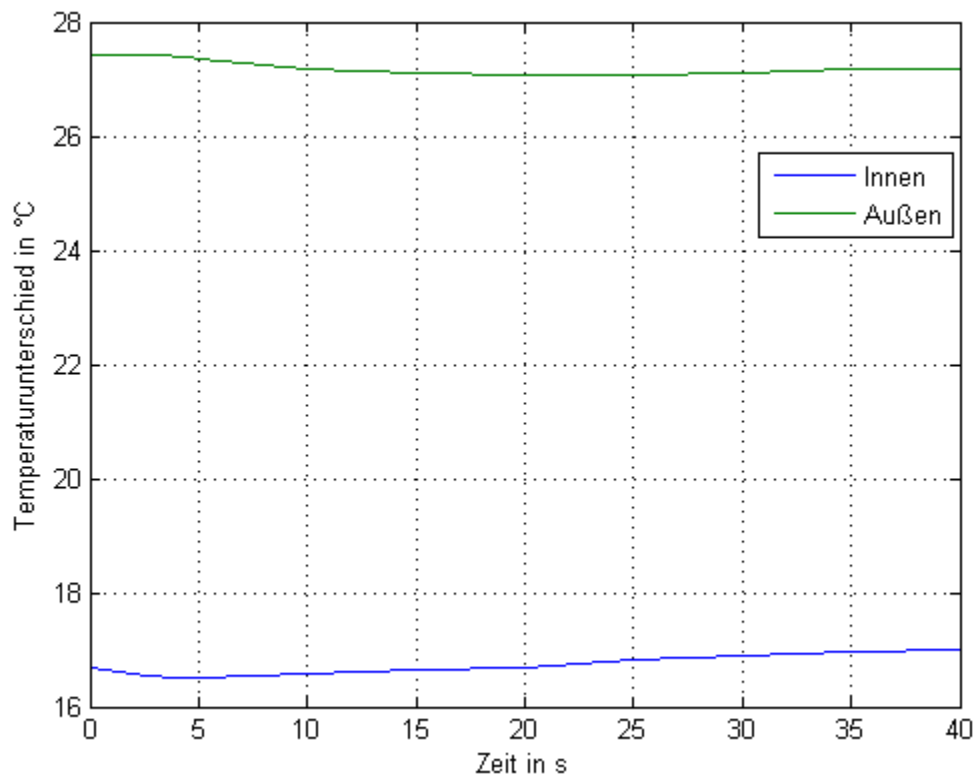
**Abbildung D.5:** Spannungsvergleich an der äußeren Rohrwand bei Schichtenströmung und  $800 \text{ W/m}^2$

## E) Ergebnisse der Simulationen mit Schichtenströmung

**Abbildung E.1:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei  $S \rightarrow R$  und  $400 \text{ W/m}^2$ **Abbildung E.2:** Maximaler Temperaturgradient bei  $S \rightarrow R$  und  $400 \text{ W/m}^2$

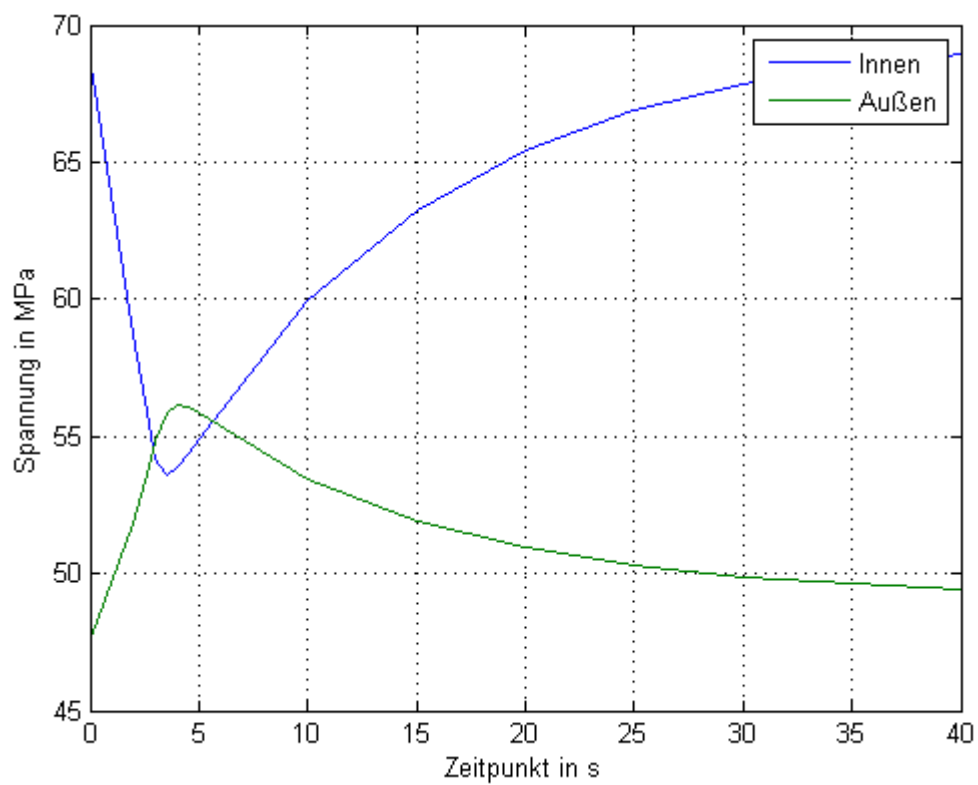


**Abbildung E.3:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei  $R \rightarrow S$  und  $800 \text{ W/m}^2$

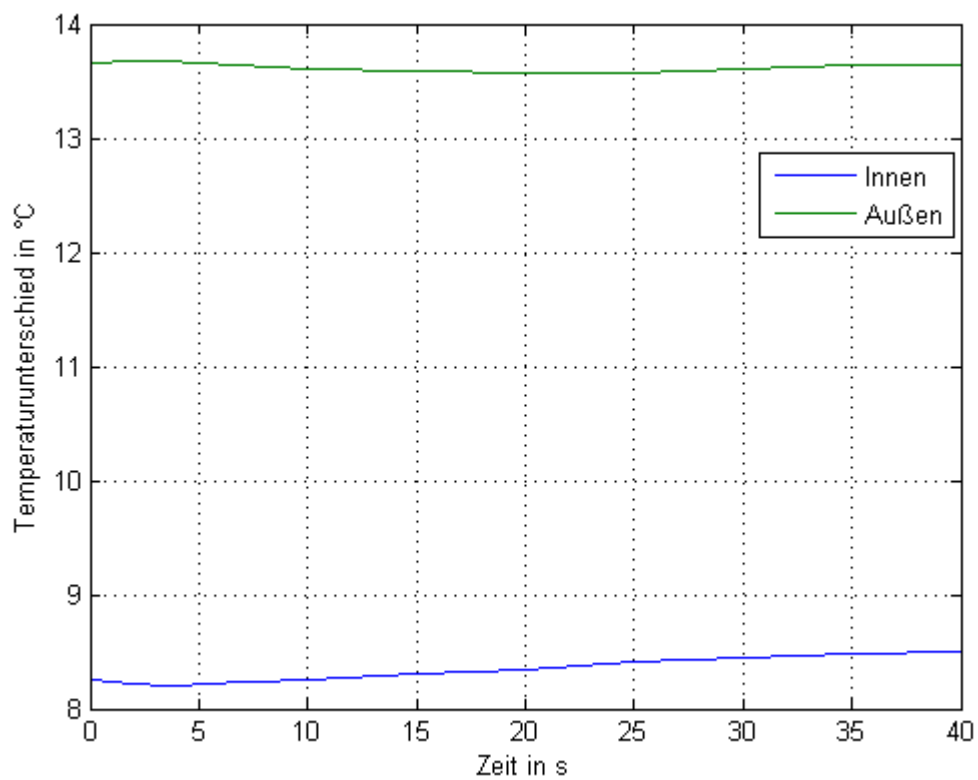


**Abbildung E.4:** Maximaler Temperaturgradient bei  $R \rightarrow S$  und  $800 \text{ W/m}^2$

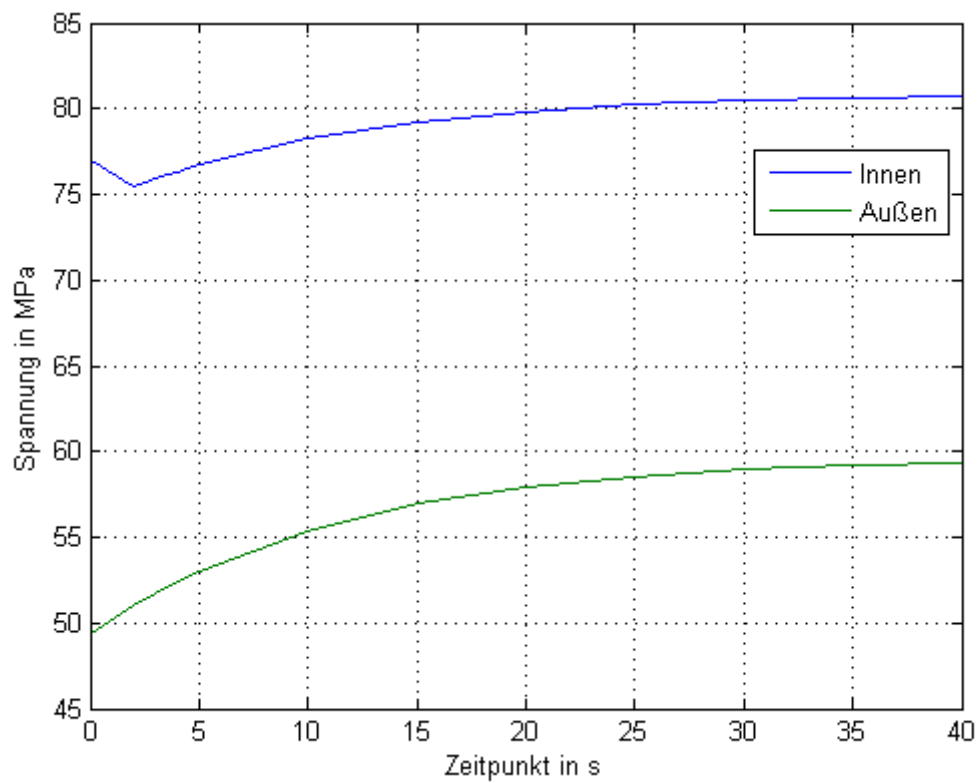




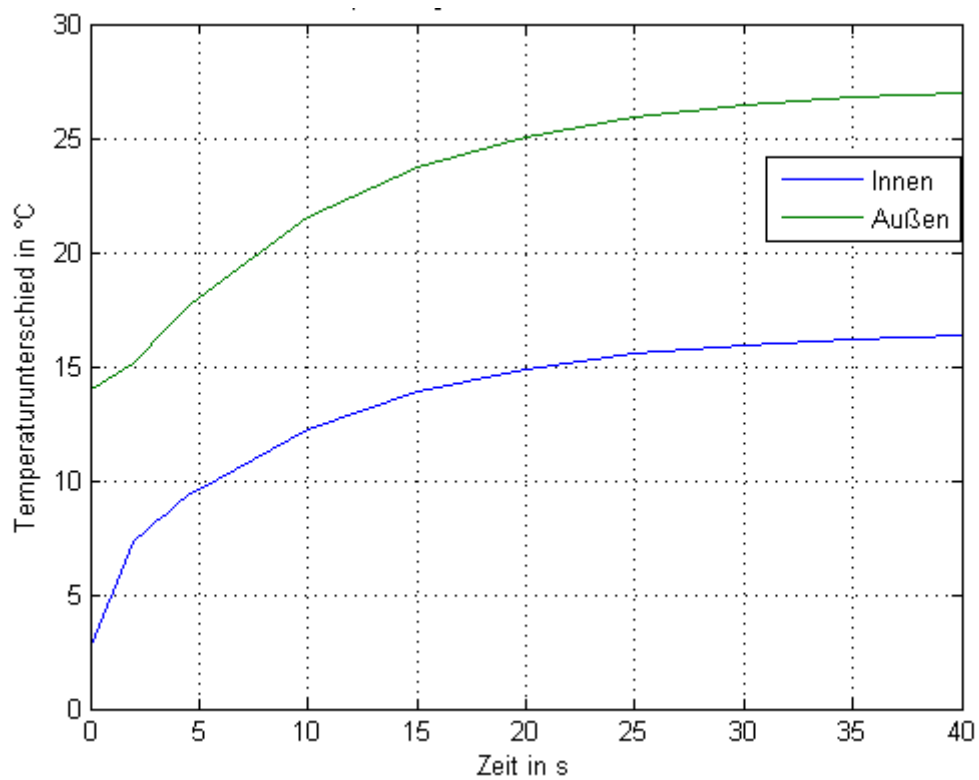
**Abbildung E.5:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei  $R \rightarrow S$  und  $400 \text{ W/m}^2$



**Abbildung E.6:** Maximaler Temperaturgradient bei  $R \rightarrow S$  und  $400 \text{ W/m}^2$



**Abbildung E.7:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei  $S \rightarrow \ddot{U}H$  und  $800 \text{ W/m}^2$



**Abbildung E.8:** Maximaler Temperaturgradient bei  $S \rightarrow \ddot{U}H$  und  $800 \text{ W/m}^2$

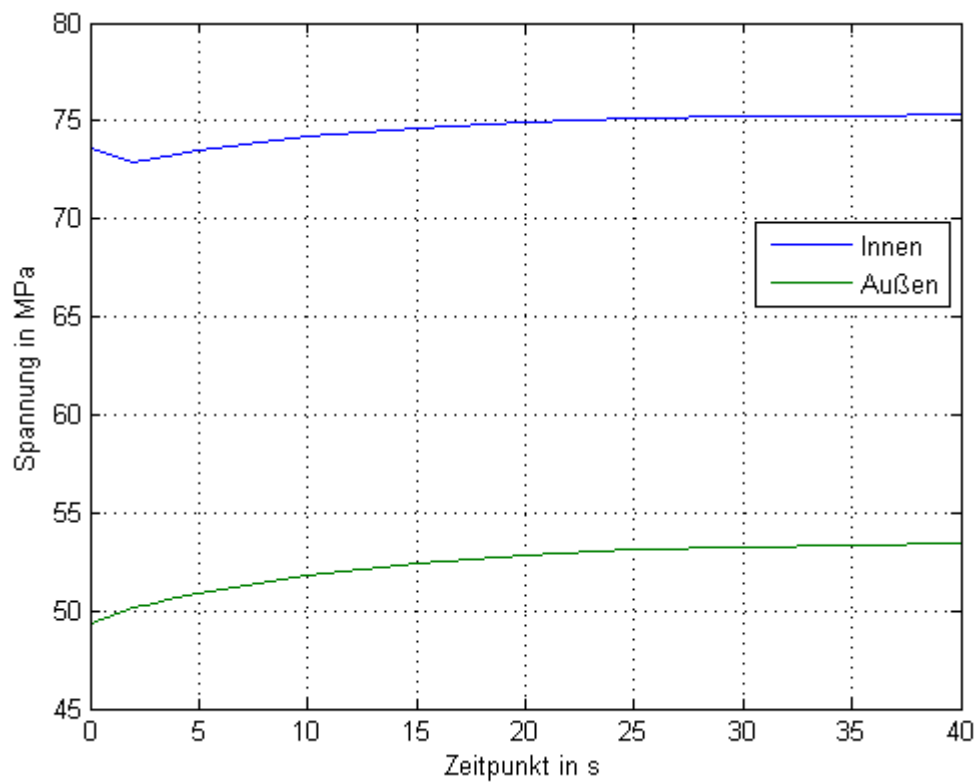


Abbildung E.9: Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei  $S \rightarrow \ddot{U}H$  und  $400 \text{ W/m}^2$

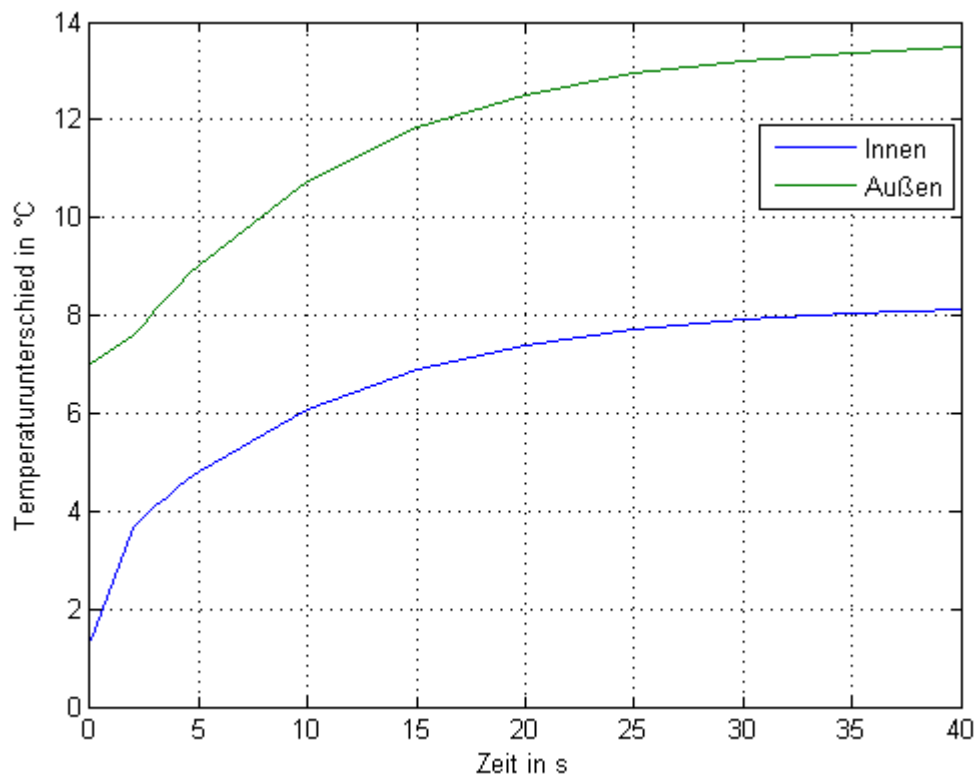
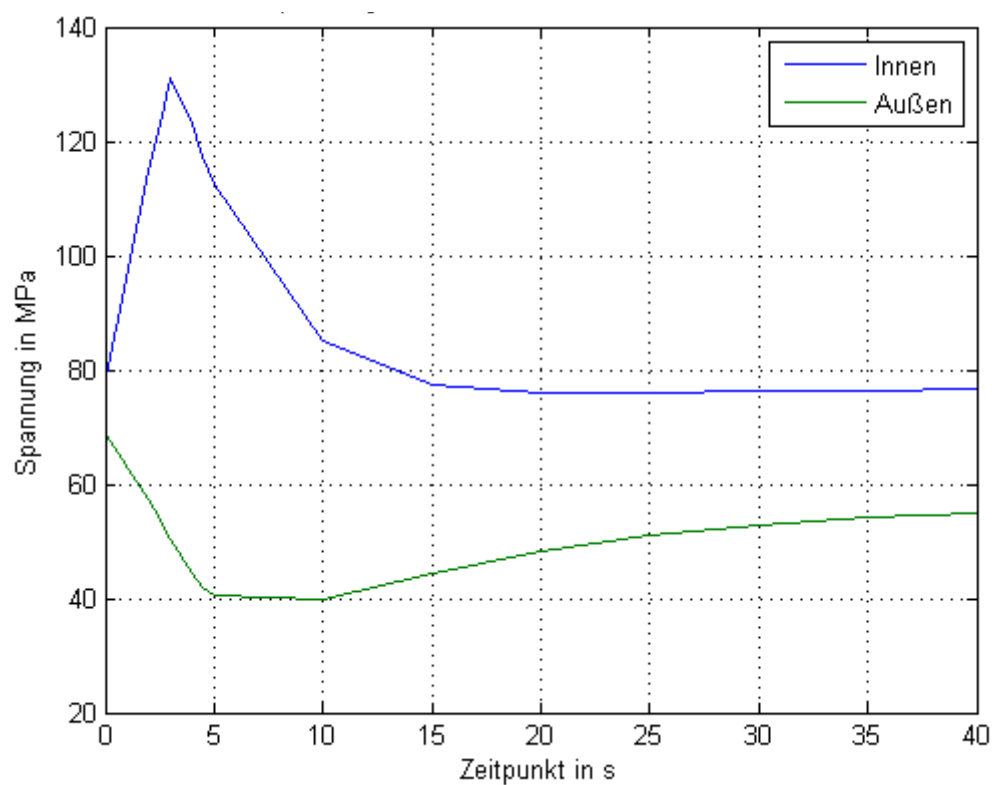
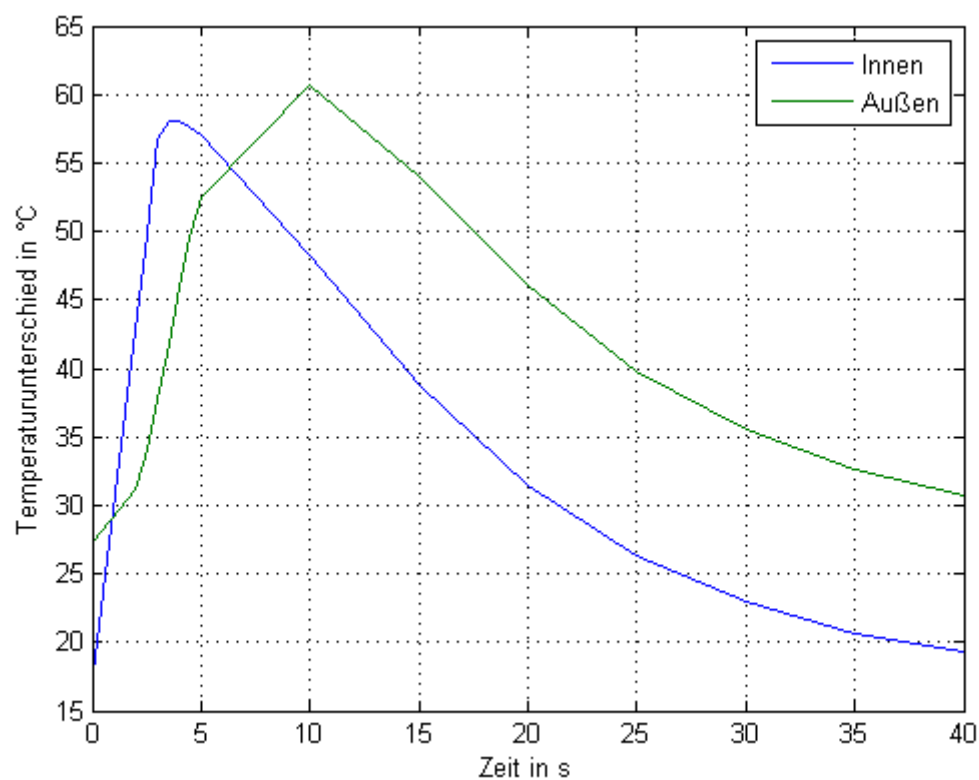


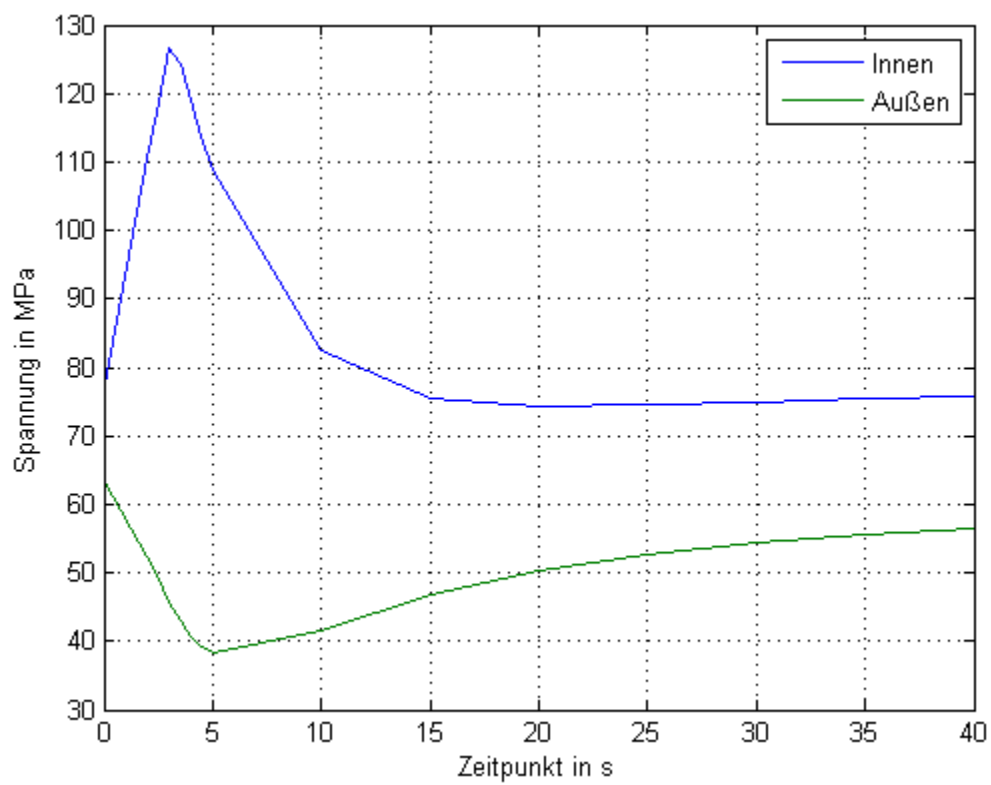
Abbildung E.10: Maximaler Temperaturgradient bei  $S \rightarrow \ddot{U}H$  und  $400 \text{ W/m}^2$



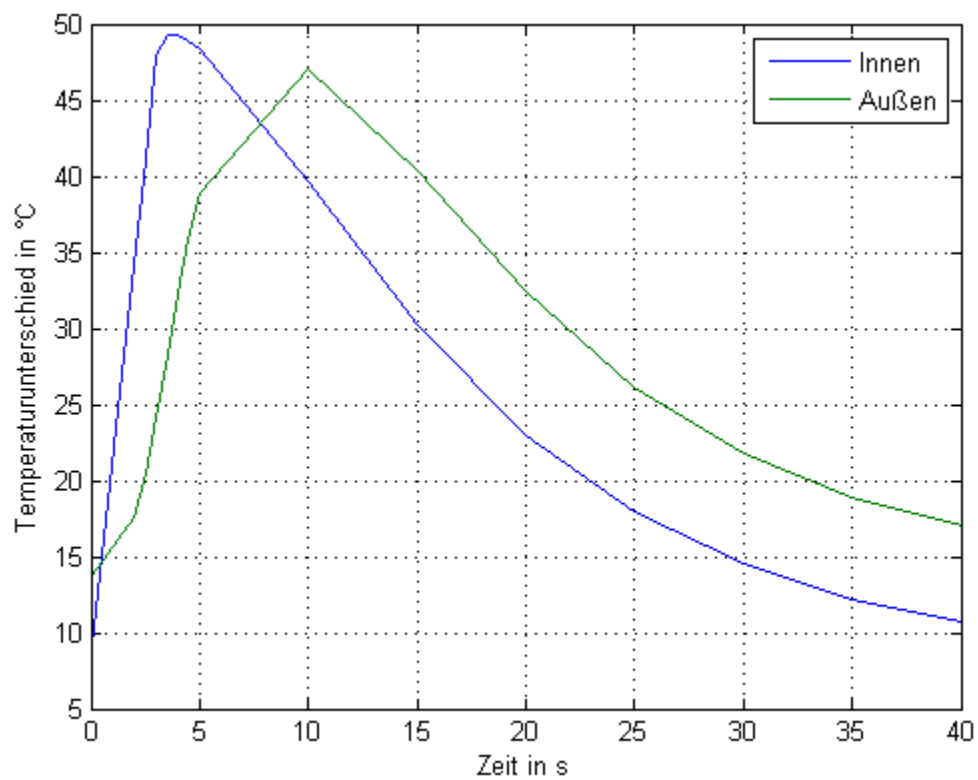
**Abbildung E.11:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  und  $800 \text{ W/m}^2$



**Abbildung E.12:** Maximaler Temperaturgradient bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  und  $800 \text{ W/m}^2$



**Abbildung E.13:** Spannungsverlauf am kritischsten Knoten bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  und  $400 \text{ W/m}^2$



**Abbildung E.14:** Maximaler Temperaturgradient bei  $\ddot{U}H \rightarrow S$  und  $400 \text{ W/m}^2$

## F) Spannungskollektive der Überhitzung Lastklasse

**Tabelle F.1:** Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse F

Anzahl der Lastwechsel		$2\sigma_a$ [MPa]					
		14	10	8	6	4	2
$T^*$ [°C]	420	0	0	0,5	1,5	1	15,5
	400	1	1	2,5	0	4,5	37

**Tabelle F.2:** Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse F

Mittelspannung [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]					
		14	10	8	6	4	2
$T^*$ [°C]	420	0	0	69,3	70,8	71,0	71,5
	400	71,6	70,2	71,4	0	70,6	71,2

**Tabelle F.3:** Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse F

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]					
		14	10	8	6	4	2
$T^*$ [°C]	420	0	0	9,5	7,1	4,7	2,4
	400	16,4	11,7	9,4	0	4,7	2,3

**Tabelle F.4:** Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse F

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]					
		14	10	8	6	4	2
$T^*$ [°C]	420	0	0	17,2	12,9	8,6	4,3
	400	29,6	21,2	17,0	0	8,5	4,3

**Tabelle F.5:** Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse G

Anzahl der Lastwechsel		$2\sigma_a$ [MPa]					
		16	12	8	6	4	2
T* [°C]	420	0	0,5	0	1,5	1	18
	400	0	0	0,5	0,5	1,5	28,5
	380	1	0	0	1	0	4
	360	0	0	0	0	0	3
	340	0	0,5	0	0	1	23
	320	0	0	0	0	0	8
	300	0	0	0	0	0	9

**Tabelle F.6:** Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse G

Mittelspannung [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]					
		16	12	8	6	4	2
T* [°C]	420	0	72,5	0,0	70,0	71,0	70,6
	400	0	0	71,3	69,7	71,0	70,2
	380	70,5	0	0	68,8	0	69,5
	360	0	0	0	0	0	70,2
	340	0	68,9	0	0	66,4	66,9
	320	0	0	0	0	0	65,2
	300	0	0	0	0	0	64,6

**Tabelle F.7:** Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse G

Spannungs- schwingbreite[MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]					
		16	12	8	6	4	2
T* [°C]	420	0	14,2	0	7,1	4,7	2,4
	400	0	0	9,4	7,0	4,7	2,3
	380	18,6	0	0	7,0	0	2,3
	360	0	0	0	0	0	2,3
	340	0	13,7	0	0	4,5	2,3
	320	0	0	0	0	0	2,2
	300	0	0	0	0	0	2,2

**Tabelle F.8:** Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse G

Spannungs- schwingbreite[MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]					
		16	12	8	6	4	2
T* [°C]	420	0	25,7	0	12,9	8,6	4,3
	400	0	0	17,0	12,8	8,5	4,3
	380	33,5	0	0	12,7	0	4,2
	360	0	0	0	0	0	4,2
	340	0	24,8	0	0	8,3	4,1
	320	0	0	0	0	0	4,1
	300	0	0	0	0	0	4,0



**Tabelle F.9:** Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse H

Anzahl der Lastwechsel		$2\sigma_a$ [MPa]									
		20	18	16	14	12	10	8	6	4	2
T* [°C]	420	0	0	0	0	1	0	0	2	0	15
	400	0,5	0	2	0	1,5	0	1	0	1	20
	380	0	0	0	1	0	0	0	0	1	7
	360	1	1	0	0	0	0	0	0	1,5	8
	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
	300	0,5	0	0	0	0	1,5	2	0	2	8

**Tabelle F.10:** Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse H

Mittelspannung [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]									
		20	18	16	14	12	10	8	6	4	2
T* [°C]	420	0	0	0	0	67,8	0	0	70,2	0	71,1
	400	69,0	0	67,0	0	66,7	0	69,7	0	68,9	69,7
	380	0	0	0	66,9	0	0	0	0	65,8	68,1
	360	68,9	69,3	0	0	0	0	0	0	71,2	70,6
	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	68,0
	300	68,2	0	0	0	0	69,0	66,7	0	62,8	66,7

**Tabelle F.11:** Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse H

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]									
		20	18	16	14	12	10	8	6	4	2
T* [°C]	420	0	0	0	0	14,2	0	0	7,1	0	2,4
	400	23,4	0	18,7	0	14,0	0	9,4	0	4,7	2,3
	380	0	0	0	16,2	0	0	0	0	4,6	2,3
	360	23,0	20,7	0	0	0	0	0	0	4,6	2,3
	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,3
	300	22,3	0	0	0	0	11,2	8,9	0	4,4	2,2

**Tabelle F.12:** Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse H

Spannungs- schwing- breite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]									
		20	18	16	14	12	10	8	6	4	2
T* [°C]	420	0	0	0	0	25,7	0	0	12,9	0	4,3
	400	42,1	0	33,8	0	25,5	0	17,0	0	8,5	4,3
	380	0	0	0	29,4	0	0	0	0	8,4	4,2
	360	41,4	37,4	0	0	0	0	0	0	8,4	4,2
	320	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4,1
	300	40,5	0	0	0	0	20,4	16,2	0	8,1	4,1

**Tabelle F.13:** Anzahl der Lastwechsel bei Störungsklasse J

Anzahl der Lastwechsel		$2\sigma_a$ [MPa]				
		16	14	6	4	2
T* [°C]	420	0	0	0	0	2
	400	0	0	0	4	2
	380	0	0,5	0	0	2
	360	2,5	0	0	1	4
	340	0	0	0	0	1
	300	0	0	2	0	22

**Tabelle F.14:** Mittelspannung der Lastwechsel bei Störungsklasse J

Mittelspannung [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]				
		16	14	6	4	2
T* [°C]	420	0	0	0	0	71,1
	400	0	0	0	66,5	69,0
	380	0	65,3	0	0	65,7
	360	66,7	0	0	71,0	66,4
	340	0	0	0	0	65,9
	300	0	0	61,2	0	61,5

**Tabelle F.15:** Maßgebende Spannungsschwingbreiten der Lastwechsel bei Störungsklasse J

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]				
		16	14	6	4	2
T* [°C]	420	0	0	0	4,7	2,3
	400	0	0	0	0	2,3
	380	0	16,2	0	4,6	2,3
	360	18,4	0	0	0	2,3
	340	0	0	0	4,7	2,3
	300	0	0	6,7	0	2,2

**Tabelle F.16:** Maßgebende Spannungsschwingbreiten mit Verschweißung bei Störungsklasse J

Spannungsschwingbreite [MPa]		$2\sigma_a$ [MPa]				
		16	14	6	4	2
T* [°C]	420	0	0	0	8,5	4,3
	400	0	0	0	0	4,2
	380	0	29,4	0	8,4	4,2
	360	33,3	0	0	0	4,1
	340	0	0	0	8,5	4,3
	300	0	0	12,1	0	4,0

[illegible][illegible]

[illegible][illegible]